

RAFAEL TERPLAK BEÊ

Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos

Dissertação apresentada como requisito
parcial para a obtenção do grau de Mestre, no
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Dr.^a Thelma Solange Piazza
Fernandes.

Co-orientador: Dr. Alexandre Rasi Aoki

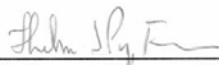
Curitiba

2007

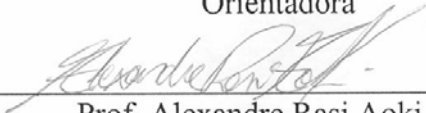
Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos

RAFAEL TERPLAK BEÊ

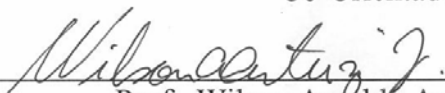
Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.



Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a
Orientadora



Prof. Alexandre Rasi Aoki, Dr.
Co-Orientador

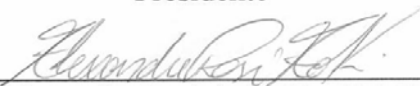


Prof. Wilson Arnaldo Artuzi Junior, Dr
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

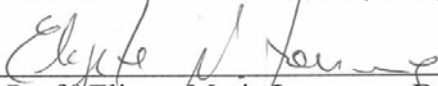
Banca Examinadora



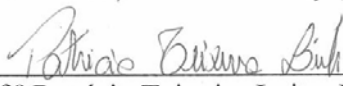
Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a (UFPR)
Presidente



Prof. Alexandre Rasi Aoki, Dr. (LACTEC)



Prof.^a Elizete Maria Lourenço, Dr.^a (UFPR)



Prof.^a Patrícia Teixeira Leite, Dr.^a (UFABC)

Curitiba, 30 de março de 2007.

AGRADECIMENTOS

O resultado deste trabalho não se deve somente ao meu esforço e dedicação, mas também ao apoio de algumas pessoas, que devem ser citadas aqui com carinho. Assim, presto os meus sinceros agradecimentos:

À Professora Doutora Thelma Solange Piazza Fernandes pela sua orientação e dedicação, pelos seus ensinamentos, conselhos e palavras de incentivo durante todo o desenvolvimento deste trabalho;

Ao Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) pelo apoio financeiro e pela infra-estrutura concedida para a realização deste trabalho;

Ao Professor Doutor Alexandre Rasi Aoki que contribuiu como co-orientador através do seu conhecimento com excelentes observações para a finalização do trabalho e também por toda sua cooperação e apoio, juntamente com o LACTEC, para a concretização deste projeto;

Aos meus pais, Lucas José Beê e Mirian Ana Terplak Beê pela dedicação, carinho, amor e compreensão durante todos os anos de minha vida e também durante todo este período de mestrado;

À minha namorada, companheira e amiga Janaina Rodrigues Lenzi, pelo seu companheirismo e palavras de conforto nas horas difíceis, e também por toda sua contribuição para que a realização deste trabalho fosse possível;

À Deus, que meu deu forças para seguir até aqui;

À Professora Doutora Elizete Maria Lourenço pelas sugestões e contribuições feitas em relação a este trabalho durante a pré-defesa e a defesa;

À Professora Doutora Patrícia Teixeira Leite pela complementação dada a esta dissertação na ocasião da defesa;

E a todos os outros que não foram mencionados aqui, mas que de alguma maneira contribuíram e fizeram parte desta caminhada.

SUMÁRIO

Lista de Tabelas.....	VII
Lista de Figuras.....	IX
Lista de Siglas.....	XI
Lista de Símbolos.....	XII
Resumo.....	XIV
Abstract.....	XV
CAPÍTULO I: Introdução.....	1
1.1 Introdução	1
1.2 Estrutura da Dissertação.....	3
CAPÍTULO II: O Estado da Arte	4
2.1 Introdução	4
2.2 Solução via Técnicas de Inteligência Artificial.....	4
2.3 Otimização Multi-Objetivo	15
2.4 Análise de Sensibilidade	15
2.5 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição.....	17
2.6 A Corrente <i>Inrush</i>	20
2.7 Considerações Finais.....	21
CAPÍTULO III: Algoritmos Genéticos	23
3.1 Introdução	23
3.2 Terminologia.....	25
3.3 Características Gerais e Representação.....	26
3.4 Seleção	28
3.5 Operadores Genéticos	29
3.6 Considerações Finais.....	33
CAPÍTULO IV: Formulação do Problema de Otimização	34
4.1 Introdução	34
4.2 Metodologia Utilizada pelas Empresas Distribuidoras	34
4.2.1 Regras Práticas para a Instalação de BC's.....	36

4.2.2 Operação dos Controles dos Capacitores Automáticos	37
4.2.3 Controle com Sensor de Tempo e Tensão	38
4.3 Verificação da Elevação da Tensão Causada pela Instalação de Capacitores	39
4.4 Ajuste da Tensão	40
4.5 Formulação via AGs	40
4.5.1 Formulação Matemática	41
4.5.2 Obtenção das Indutâncias Equivalentes entre Bancos de Capacitores	50
4.5.3 Metodologia.....	54
4.5.3.1 População Inicial	54
4.5.3.2 Codificação dos Indivíduos	55
4.5.3.3 Fluxo de Potência	56
4.5.3.4 Ajuste dos Capacitores Automáticos	57
4.5.3.5 Convergência do Algoritmo Desenvolvido	57
4.5.3.6 Critérios de Seleção e os Operadores Genéticos	58
4.5.3.7 Criação da Nova População.....	60
4.6 Análise de Sensibilidade e Inicialização	60
4.7 Análise Econômica.....	62
4.8 Considerações Finais.....	65
CAPÍTULO V: Resultados.....	66
5.1 Introdução	66
5.2 Sistema 11 Barras.....	66
5.2.1 Resultados das Simulações para o Sistema 11 Barras	68
5.2.2 Estudo de Desempenho do Algoritmo Desenvolvido.....	72
5.3 Sistema 70 Barras.....	83
5.3.1 Resultados da Simulação para o Sistema 70 Barras Utilizando Configuração com 20 Indivíduos.....	84
5.3.2 Resultados da Simulação para o Sistema 70 Barras Utilizando Configuração com 10 Indivíduos.....	89
5.4 Análise da Corrente <i>Inrush</i>	91
5.5 Análise de Sensibilidade	94
5.6 Simulação utilizando novos preços pra os BCs.....	96
5.7 Resultados da Análise Econômica	97
5.8 Comentários Finais.....	98

CAPÍTULO VI: Conclusões.....	99
6.1 Conclusões	99
6.2 Recomendações para Trabalhos Futuros	100
Referências Bibliográficas	102
Apêndice A: Cálculo de Fluxo de Potência via Método da Soma das Potências	107
Apêndice B: Cálculo de Perdas a Partir dos Fluxos pelas Linhas de Transmissão.....	110
Anexo A: Dados do Sistema de 70 Barras.....	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Terminologia Biológica x Terminologia Computacional x Terminologia de Otimização de Reativos	28
Tabela 4.1 - Condições de Carga.....	42
Tabela 4.2 – Número de horas para cada condição de carga.....	42
Tabela 4.3 - Números de dias úteis, Sábados e Domingos num período de um ano.....	42
Tabela 4.4 - Porcentagem da Carga Total no Alimentador para cada condição de carga	42
Tabela 4.5 - Tensão de saída em função dos patamares de carga	43
Tabela 4.6 - Custo dos Capacitores	44
Tabela 4.7 - Valores adequados, precários e críticos para tensões nominais de 1 kV a 69 kV..	47
Tabela 4.8 - Valores adequados, precários e críticos para tensões nominais até 1 kV.....	47
Tabela 4.9 - Tabela de Indutâncias	51
Tabela 4.10 - Codificação dos indivíduos	55
Tabela 4.11 - Interpretação do Indivíduo pelo Algoritmo Genético	56
Tabela 4.12 - Exemplo de seleção pelo método da Roleta.....	59
Tabela 5.1 - Dados de linhas para o sistema 11 barras.....	67
Tabela 5.2 – Dados de cargas para o sistema 11 barras	67
Tabela 5.3 – Parâmetros da simulação para o sistema 11 Barras	67
Tabela 5.4 – Custos encontrados nas simulações para o sistema 11 Barras.....	68
Tabela 5.5 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para a condição de carga pesada nos dias úteis para o sistema 11 barras	70
Tabela 5.6 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para carga leve nos domingos e feriados para o sistema 11 barras	70
Tabela 5.7 – Funções objetivo consideradas em cada simulação.....	73
Tabela 5.8 – Comparação entre as simulações 2 e 10	74
Tabela 5.9 – Comparação entre simulações 2 e 4.....	74
Tabela 5.10 – Comparação entre as simulações 2, 5 e 6	75
Tabela 5.11 – Comparação entre simulações 2 e 8.....	75
Tabela 5.12 – Comparação entre as simulações 2, 8 e 12	76
Tabela 5.13 – Comparação entre simulações 5 e 13.....	77

Tabela 5.14 – Comparação entre simulações 5 e 7.....	77
Tabela 5.15 – Comparação entre simulações 5 e 14.....	78
Tabela 5.16 – Comparação entre as simulações 13, 14 e 15	79
Tabela 5.17 – Comparação entre simulações 3 e 11.....	79
Tabela 5.18 – Comparação entre simulações 3 e 15.....	80
Tabela 5.19 – Resultados da simulação 9.....	81
Tabela 5.20 – Comparação entre simulações 8 e 16.....	82
Tabela 5.21 – Parâmetros da simulação para o sistema 70 Barras	83
Tabela 5.22 – Custos encontrados nas simulações para o sistema 70 Barras.....	84
Tabela 5.23 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para a condição de carga pesada nos dias úteis para o sistema 70 barras	86
Tabela 5.24 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para carga média nos domingos e feriados para o sistema 70 barras	86
Tabela 5.25 - Custos encontrados nas simulações para o sistema 70 Barras utilizando configuração com 10 indivíduos	89
Tabela 5.26 - Comparação da alocação encontrada para simulação com 20 e 10 indivíduos....	90
Tabela 5.27 – Alocação de Reativos para o sistema 70 barras sem minimização de correntes <i>Inrush</i>	91
Tabelas 5.28 – Correntes <i>Inrush</i> utilizando o critério da minimização das correntes <i>Inrush</i>	92
Tabela 5.29 – Distâncias entre barras utilizando o critério da minimização das correntes <i>Inrush</i>	92
Tabelas 5.30 - Correntes <i>Inrush</i> sem o critério da minimização das correntes <i>Inrush</i>	93
Tabela 5.31 – Distâncias entre barras sem o critério da minimização das correntes <i>Inrush</i>	93
Tabela 5.32 – Resultados utilizando sensibilidade Perdas x Q	94
Tabela 5.33 - Resultados utilizando sensibilidade Q x V	95
Tabela 5.34 - Novos preços para BCs	96
Tabela 5.35 - Parâmetros para as simulações com novos preços de BCs	96
Tabela 5.36 - Alocação dos BCs	96
Tabela 5.37 - Resultados da simulação utilizando novos preços para BCs.....	97
Tabela 5.38 - Resultados da Análise Econômica	98
Tabela A.1 - Dados das Cargas do Sistema 70 Barras	113
Tabela A.2 - Dados das Linhas do Sistema 70 Barras	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Topologia da Rede e a Rede Dividida em Camadas.....	18
Figura 3.1 - Exemplo de mutação.....	30
Figura 3.2 - Exemplo de cruzamento de um ponto	31
Figura 3.3 - Exemplo de cruzamento de dois pontos	31
Figura 3.4 - Exemplo de cruzamento uniforme	32
Figura 3.5 - Exemplo de elitismo	32
Figura 4.1 - Perfil do reativo do alimentador	35
Figura 4.2 - BC ligado em estrela isolada	36
Figura 4.3 - Dispositivo de Tempo	39
Figura 4.4 - Classificação normalizada da tensão em nível de distribuição.....	48
Figura 4.5 - Circuito de Indutâncias para 3 Capacitores	51
Figura 4.6 - Circuito Adaptado para Cálculo de Indutância Equivalente a partir do Capacitor da Barra 2	52
Figura 4.7 - Circuito Rearranjado para Cálculo de Indutância Equivalente a partir do Capacitor da Barra 2	53
Figura 4.8 - Fluxograma do Algoritmo Desenvolvido	54
Figura 4.9 - Exemplo de um indivíduo para um sistema com 11 barras	56
Figura 4.10 – Exemplo de seleção pelo método da roleta	59
Figura 5.1 – Sistema 11 barras	66
Figura 5.2 – Perfil de tensão para carga pesada nos dias úteis para o sistema 11 barras	69
Figura 5.3 – Perfil de tensão para carga leve nos dias úteis para o sistema 11 barras	69
Figura 5.4 – Porcentagem da queda de tensão para carga pesada nos dias úteis para o sistema 11 barras	71
Figura 5.5 – Porcentagem da queda de tensão para carga média nos dias úteis para o sistema 11 barras	71
Figura 5.6 – Sistema 70 barras	83
Figura 5.7 – Perfil de tensão para carga pesada nos dias úteis para o sistema 70 barras	85
Figura 5.8 – Perfil de tensão para carga leve nos sábados para o sistema 70 barras.....	85

Figura 5.9 – Porcentagem da queda de tensão para carga pesada nos dias úteis para o sistema 70 barras	87
Figura 5.10 – Porcentagem da queda de tensão para carga média nos dias úteis para o sistema 70 barras	88
Figura 5.11 – Porcentagem da queda de tensão para carga leve nos domingos e feriados para o sistema 70 barras	88
Figura A.1 - Modelo de linha conectada a duas barras	108
Figura B.1 - Modelo equivalente II de uma linha de transmissão	110

LISTA DE SIGLAS

AG - Algoritmo Genético
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BB - Branch and Bound
BC's - Bancos de Capacitores
CEB - Companhia Energética de Brasília
COPEL - Companhia Paranaense de Energia
EDF - Eletricité de France
FC - Fluxo de Carga
FP - Fluxo de Potência
FPO - Fluxo de Potência Ótimo
GA - Genetic Algorithm
HS - Hiperplanos Suporte
SA - Simulated Annealing
SDC - Soma das Correntes
TIR - Taxa Interna de Retorno
TMA - Taxa mínima de Atratividade
TP - Transformador de Potencial
TR – Tempo de Retorno
VPL - Valor Presente Líquido
VR - Valor Residual

LISTA DE SÍMBOLOS

bar	barra do sistema
Co_j^{fixo}	custo fixo de instalação de capacitor fixo
Co_j^{aut}	custo fixo de instalação de capacitor automático
d	distância entre capacitores
$Dias_j$	corresponde ao número de dias (dias úteis, sábados ou domingos e feriados) em cada período estudado.
f_1	custo das perdas
f_2	custo de instalação dos capacitores fixos e automáticos
f_3	custo da queda de tensão
f_4	custo da violação dos limites de tensão
f_5	somatório das correntes <i>inrush</i>
$Horas_{i,j}$	número de horas correspondente à condição de carga i no dia j
i	corresponde a condição de carga pesada média, e leve
$Inrush_{i,j}^k$	corrente <i>inrush</i> na barra k , para carga i e dia j
I_C	corrente nominal do banco de capacitores
I_3	corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do banco de capacitores
j	corresponde ao número de dias úteis, sábados ou domingos e feriados
L_{eqi}	indutância total equivalente por fase entre bancos de capacitores
Nd	número de barras onde o desvio foi maior ou igual a 4%
$cargapesada_{bar}$	valor de carga pesada na barra bar
N	número de barras do sistema
n_{cap_aloc}	número de capacitores fixos e automáticos alocados
P	potência total do banco de capacitores
p_{ij}	porcentagem da carga pesada ($cargapesada_{bar}$) do alimentador que corresponde a condição de patamar de carga i no dia j

QT_{ij}^{bar}	diferença entre tensão de saída da subestação e tensão na barra <i>bar</i> referente ao patamar de carga <i>i</i> e dia da semana <i>j</i>
<i>r</i>	resistência do cabo em ohm/km
RTP	relação de transformação do TP que alimenta o controle
<i>T</i>	tensão nominal do circuito
VD	tensão de referência para desligar o banco de capacitores
VL	tensão de referência para ligar o banco de capacitores
V_{ff}	tensão fase-fase
<i>x</i>	reatância do cabo
<i>X</i>	reatância total entre o BC e a SE fonte
Z_{1s}	impedância de seqüência positiva do sistema até a barra de 13,8 kV da subestação
Z_1	impedância de seqüência positiva do alimentador de 13,8 kV, desde a barra da subestação até o ponto considerado
<i>wc</i>	índice de ponderação de f_2
<i>wp</i>	índice de ponderação de f_1
<i>wv</i>	índice de ponderação de f_4
<i>wi</i>	índice de ponderação de f_5
Φ	conjunto de barras candidatas à alocação de capacitores. Essas barras compreendem apenas o tronco do alimentador e que não estejam protegidos por chaves fusíveis
χ_j^{fixo}	indicador de capacitor fixo
χ_j^{aut}	indicador de capacitor automático

RESUMO

O crescente aumento da demanda tem tornado o gerenciamento dos níveis de potência reativa cada vez mais importante a fim de se contornar problemas de qualidade do fornecimento, tais como, aumento das perdas ativas, quedas de tensão e tensões fora dos limites regulamentados. Uma maneira de se melhorar o desempenho de redes de distribuição que apresentam esses problemas é através da instalação de banco de capacitores. Assim, esse trabalho se propõe a implementar a técnica de Algoritmos Genéticos na busca ótima dos tipos de banco de capacitores (fixo ou automático), tamanhos dos bancos (em kvar) e localizações dos mesmos em alimentadores de distribuição. A formulação adotada utiliza, além dos critérios de otimização comumente utilizados, como por exemplo, a minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores e a penalização dos limites de tensão, critérios como, a penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador e a minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos bancos de capacitores. A penalização das quedas de tensão é um critério complementar a fim de se garantir alternativamente a qualidade do fornecimento. Já a minimização das correntes *inrush* tem como objetivo obter espaçamentos ótimos entre os bancos a fim de se evitar que essas correntes atinjam valores elevados e, por exemplo, danifiquem elos fusíveis das chaves quando das energizações ao longo dos períodos considerados. A formulação ainda considera diferentes situações de carregamento e diferentes dias da semana de modo a satisfazer simultaneamente todos os períodos considerados. Os resultados são apresentados através de sistemas radiais de 11 e 70 barras.

PALAVRAS-CHAVE: Alocação de Banco de Capacitores, Redes de Distribuição de Energia Elétrica, Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

The increasing of the demand has become the management of the reactive power levels, more and more important in order to resolve problems of quality, such as, increase of the active losses and voltages limitations. A way of improving the performance of networks distributions that present these problems are through the installation of capacitors. Thus, this work implemented the technique of Genetic Algorithms to search types of capacitors banks (fixed or automatic), sizes of the banks (kvar) and localization of the same ones in a distribution feeder. The adopted formulation uses, beyond the commonly optimization criteria, for example, the minimization of the active losses, the capacitors costs and the voltage limits penalization, others as, the voltage falls penalization above 4% from the exit of the feeder and the minimization of the inrush current that appears when the banks of capacitors are energized. The voltage falls penalization is a complementary criterion in order to, alternatively, guarantee the quality of the supply. Already, the minimization of the inrush current has as objective to get optimal distances, between the banks in order to prevent that these currents reach high values that can they damage the fuses when they are energized. The formulation still considers different shipment situations and different days of the week in order to satisfy all the periods simultaneously considered. The results are presented through radial systems of 11 and 70 buses.

Key-Words: Capacitors Allocation, Distribution Network, Genetic Algorithms.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Com o aumento da demanda dos sistemas elétricos de potência, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas fornecedoras de energia que necessitam manter as tensões dentro dos limites pré-estabelecidos pela ANEEL, garantindo assim bons níveis de qualidade e confiabilidade para o consumidor. No entanto, o crescimento das cargas longe dos centros geradores, as extensas linhas e as perdas decorrentes dos cabos resultam em variações de tensão nas barras, e assim comprometem a qualidade da energia elétrica fornecida.

Além disso, o alto nível de potência reativa indutiva demandada nos sistemas de distribuição também causa os problemas já conhecidos tanto no próprio sistema de distribuição, como no sistema de transmissão, ou seja, aumento das perdas e da queda de tensão, causando dificuldades no controle da tensão. Sendo assim, torna-se necessário a instalação de bancos de capacitores (BCs) que visam não só a redução das perdas e melhoria nos perfis de tensão, mas também algumas outras vantagens enunciadas abaixo:

- Controle do fluxo de potência;
- Melhoria da estabilidade do sistema;
- Correção de fator de potência;
- Compensação da energia reativa produzida por cargas indutivas e pelas reatâncias das linhas.

Devido à complexidade da rede e dos alimentadores o ponto ótimo de operação normalmente não é alcançado e a compensação fica subutilizada. Dessa forma, torna-se necessário desenvolver ferramentas para dar suporte à tomada de decisões do planejador para que ele possa fazer a aplicação ótima dos recursos destinados à expansão e operação do sistema de distribuição, ou mesmo a recapitação do sistema existente.

Basicamente, o problema da alocação de reativos está em determinar, o tipo do banco de capacitores (fixo ou automático), o tamanho do banco (em kvar), a localização do banco e os esquemas de controle deste banco. É um problema de difícil solução, pois o número de pontos mínimos locais e o número de opções a serem analisadas aumentam com o aumento do número de barras. Os capacitores disponíveis no mercado são os fixos e os automáticos. Os capacitores fixos possuem um valor constante de potência em kvar e estão permanentemente em operação. Já para os capacitores automáticos é possível ligar e desligar o banco de capacitor dependendo da condição de carga e dos controles adequados como serão descritos na seção 4.3.1 no Capítulo 4.

Os critérios de otimização comumente utilizados na solução desse problema (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994) são a minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores e penalização dos limites de tensão. Além desses critérios serão utilizados nesse trabalho: (i) penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador, a fim de complementar e garantir alternativamente a qualidade de suprimento; e (ii) minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos bancos de capacitores, a fim de obter espaçamentos ótimos entre os mesmos de modo a evitar que essas correntes atinjam valores elevados. Esses vários critérios caracterizam este problema como um problema de otimização multiobjetivo que será detalhado no Capítulo III.

A formulação desse problema é de programação não linear (BAZARAS, 1979), pois as restrições de igualdade do mesmo são as equações de um fluxo de carga, as quais são equações não-lineares e ainda, é de programação inteira mista, pois envolve variáveis de otimização que assumem valores 0 ou 1, ou seja, variáveis que determinam a alocação ou não de capacitores em determinada barra e; envolve variáveis contínuas que determinam a potência do banco de capacitores a serem instalados.

Um problema dessa natureza (não-linear, inteiro misto e multiobjetivo) pode ser resolvido por diferentes técnicas heurísticas associadas a algoritmos de otimização clássica, metaheurísticas e Algoritmos Genéticos (AGs).

Devido às boas características dos AGs, a serem enumeradas na revisão bibliográfica a ser descrita no Capítulo II, a mesma foi escolhida, nesse trabalho, como a técnica para solução do problema de alocação de banco de capacitores em redes de distribuição.

1.2 Estrutura da Dissertação

Assim, pela importância e complexidade da questão de se alocar banco de capacitores em rede de distribuição, esse trabalho se propõe a estudar e implementar uma técnica de Inteligência Artificial baseada em Algoritmos Genéticos que permita definir pontos críticos onde há necessidade de se realizar compensação de reativos e otimizar a localização desses através de desenvolvimento de uma ferramenta computacional. Esta ferramenta utiliza informações da rede elétrica visando obter o ponto ótimo de operação com base na localização ideal para a instalação dos compensadores de reativos e na análise da sazonalidade da carga.

No Capítulo II é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a questão de se alocar banco de capacitores utilizando diversas técnicas de Inteligência Artificial.

No Capítulo III é apresentada uma breve descrição da técnica de Algoritmos Genéticos.

No Capítulo IV, além da formulação matemática do problema de otimização utilizado, são apresentadas técnicas de sensibilidades utilizadas a fim de acelerar o processo de convergência.

O Capítulo V apresenta resultados obtidos para sistemas de 11 e 70 barras e, finalmente, no capítulo VI são apresentadas as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO II

O ESTADO DA ARTE

2.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados alguns trabalhos que serviram de motivação para escolha de Algoritmos Genéticos como técnica de solução adotada nesse trabalho e para a formulação do problema de otimização multiobjetivo utilizada para a alocação ótima de banco de capacitores.

2.2 Solução via Técnicas de Inteligência Artificial

Pioneiramente, SUNDHARARAJAN e PAHWA (1994) apresentaram uma nova metodologia para determinar o tamanho, localização, tipo e número de capacitores para serem instalados em uma rede de distribuição radial. O objetivo foi o de minimizar as perdas de potência de pico e as perdas de energia no sistema de distribuição considerando o custo do capacitor. Um método baseado em análise de sensibilidade foi utilizado para selecionar as localizações candidatas para alocação de capacitores. Em seguida, foram utilizados Algoritmos Genéticos para determinar a seleção ótima de capacitores.

O problema formulado nesse artigo propõe minimizar o custo da energia perdida (P_i) no sistema em n períodos de intervalos (T_i), o custo da perda máxima (P_o) ao longo dos n períodos e do custo total dos capacitores de acordo com a fórmula (2.1) a seguir.

$$\min K_e \left(\sum_{i=1}^n T_i \cdot P_i \right) + K_p \cdot P_o + K_c \sum_{j=1}^M C_j \quad (2.1)$$

onde

K_e : custo da energia perdida;

K_p : custo da perda máxima;

K_c : custo dos capacitores;

M : número de barras candidatas à alocação;

C_j : tamanho do banco de capacitor.

A fim de se diminuir o universo de busca, o problema é inicializado, determinando-se as barras candidatas à localização de capacitores a partir do vetor de sensibilidade ($\frac{\partial Perdas}{\partial Q}$) obtida a partir do Jacobiano (\mathbf{J}):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial Perdas}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial Perdas}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = \mathbf{J}^t \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial Perdas}{\partial \boldsymbol{\theta}} \\ \frac{\partial Perdas}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Assim, as barras com maiores sensibilidades são as candidatas para alocação de capacitores dentro dos AGs.

GHOSE, GOSWAMI e BASU (1998) apresentam um modelo que combina recozimento simulado (*Simulated annealing* - SA) e Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms* - GAs) para solução do problema de alocação de capacitores em uma rede de distribuição visando à redução de perdas de energia. Os resultados apresentados indicaram uma grande melhora no processo de convergência do algoritmo atingindo valores de perdas menores ou iguais aos obtidos através de Algoritmos Genéticos simples.

No artigo de MIRANDA, OO e FIDALGO (2001) foi apresentado um modelo que usa informação sobre o gradiente da função objetivo (minimização das perdas) para reparar os indivíduos e melhorar as soluções dos Algoritmos Genéticos, dando uma força na direção da convergência do procedimento. No caso de estudo utilizado, apenas as barras PQ foram utilizadas como candidata à solução. As simulações realizadas mostraram que a convergência é bastante acelerada com a adoção do modelo híbrido matemático/Algoritmos Genéticos. Nesse artigo, ainda foram comparados três métodos: Algoritmos Genéticos simples; um modelo híbrido de algoritmo genético/programação evolucionária; e o modelo híbrido matemático/Algoritmos Genéticos.

Utilizando Algoritmos Genéticos simples, os níveis de tensão aumentaram, as perdas reduziram, mas um grande número de capacitores foi necessário para se conseguir um bom resultado.

Com o método híbrido de Algoritmos Genéticos/programação evolucionária foi conseguida uma melhoria significativa nos resultados, foram alocadas apenas unidades

fixas com valores nominais menores reduzindo significativamente o custo de instalação dos capacitores, as perdas foram reduzidas, mas apresentaram um valor cerca de 1% maior quando comparada com a primeira situação.

O modelo híbrido matemático/Algoritmos Genéticos foi o que apresentou os melhores resultados. As perdas e o custo dos capacitores foram reduzidos mais ainda, pois os melhores ajustes para os capacitores automáticos foram encontrados.

Em GALLEGO, MONTICELLI e ROMERO (2001), o problema da alocação de reativos determina o tipo do banco de capacitores (fixo ou automático), o tamanho do banco (kvar), a localização do banco e os esquemas de controle deste banco. Os capacitores instalados na rede de distribuição corrigem o fator de potência, provocam a redução das perdas e a melhoria dos níveis de tensão.

A função objetivo é expressa através do custo das perdas e do custo do investimento durante um período.

$$\begin{aligned} \min \quad & v = k_e \sum_{i=0}^{nt} T_i p_i(x^i) + \sum_{k=1}^{nc} f(u_k^0) \\ \text{s.a} \quad & G^i(x^i, u^i) = 0; \quad i = 0, 1, \dots, nt \\ & H^i(x^i) \leq 0; \quad i = 0, 1, \dots, nt \\ & 0 \leq u_k^i \leq u_k^0 \quad k \in C_1 \quad \text{ou} \\ & 0 \leq u_k^i = u_k^0 \quad k \in C_2 \quad \text{onde} \end{aligned} \quad (2.3)$$

nc : número de barras candidatas (barras onde a alocação do capacitor é permitida);

nt : número de níveis de carga ilustrado de um gráfico da curva de carga do sistema;

$G^i(x^i, y^i)$: representa as equações do fluxo de potência para o i -ésimo nível de carga;

$H^i(x^i) \leq 0$: representa as restrições de operação para o i -ésimo nível de carga;

u_k^0 : representa o tamanho do banco de capacitores que pode ser alocado na barra k ;

u_k^i : representa o nível de operação do capacitor alocado na barra k para um nível de carga i ;

C_1 e C_2 : conjuntos de barras candidatas para a instalação de capacitores fixos e automáticos, respectivamente.

Dois tipos de capacitores são considerados os fixos e os automáticos. Para os fixos tem-se que:

$$u^0 = u^1 = \dots = u^{nt} \quad (2.4)$$

Para os capacitores automáticos, os *taps* podem ser mudados de acordo com o nível de carga. Nesse caso para cada capacitor k existem $nt+1$ diferentes níveis de operação, então:

$$0 \leq u_k^i \leq u_k^0 \quad (2.5)$$

A alocação ótima dos capacitores foi resolvida usando um método híbrido extraído a partir da técnica da busca tabu, e aproximada utilizando técnicas combinatórias, como algoritmos genéticos, recozimento simulado (Simulated Annealing), e aproximações heurísticas práticas. A combinação destas técnicas foi desenvolvida buscando-se acelerar a convergência.

Os resultados apresentados para os sistemas de 9, 69 e 135 barras apontaram uma redução das perdas em todos os casos e, foi possível perceber que quando o algoritmo utilizou capacitores fixos e automáticos para fazer a alocação, o tempo computacional foi consideravelmente maior do que quando se utilizou somente bancos automáticos, devido ao número de vezes que o fluxo de potência foi executado.

ALCÂNTARA e SILVA (2005) estudaram a determinação da influência de cargas dependentes da tensão na solução do problema de localização e controle otimizados de capacitores em sistemas de distribuição de energia. Neste artigo, efeitos de cargas dependentes da tensão, chamadas cargas de impedância constante (Z), corrente constante (I), potência constante (P), e uma carga mista ZIP, foram estudados e discutidos nos seus aspectos técnicos e econômicos pelo uso de um algoritmo codificado em inteiros baseado em AGs. Os resultados apresentados mostraram que tamanhos e localizações dos capacitores dependem fundamentalmente do modelo de carga usado para o sistema.

O trabalho escrito por COELHO et al. (2005) apresenta um aplicativo computacional desenvolvido para alocações de bancos de capacitores em alimentadores de 13,8 kV. O aplicativo baseia-se na resolução de um modelo não linear de alocação de capacitores para a otimização de perdas em sistema de distribuição de energia elétrica, cuja função objetivo considera um fator de penalização nos limites de tensão das barras. Um algoritmo foi implementado em linguagem computacional compatível ao sistema utilizado pela Companhia Energética de Brasília – CEB, e utiliza um método híbrido baseado no consumo de reativos das cargas e uma busca combinatória.

Em AGUIAR e FRANCO (2005), a alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de sistemas de potência constitui um problema de otimização clássico para

redução de custos de investimento e perdas de energia em sistemas de distribuição radiais. Neste artigo, o problema é abordado por meio de uma estratégia de aproximação linear e por uma mudança na representação das variáveis. A aproximação linear do problema é feito em dois aspectos. Um utiliza hiperplanos suporte (HS) para aproximar a função de perdas em cada trecho do sistema de distribuição. O outro é relacionado com o tratamento dado ao produto de variáveis inteiras e contínuas.

O problema clássico é transformado num problema de otimização inteiro mista, permitindo o uso de ferramentas de otimização comerciais na solução como os algoritmos convencionais de programação linear e otimização combinatória. Os limites superiores e inferiores de tensão são limitados de forma rígida, não sendo utilizadas funções de penalidades para evitar a violação de limites, o que permite a avaliação direta da sensibilidade dos custos totais em relação à variação dos limites de tensão.

Exemplos de aplicações do modelo em várias redes de distribuição, com diferentes horizontes de planejamento mostram a eficiência, robustez e outros índices de desempenho, caracterizando este novo método como uma alternativa atraente a aplicações dedicadas ao planejamento de redes de distribuição radia. Os resultados das simulações em vários sistemas de distribuição sugerem que a instalação de bancos de capacitores fixos e chaveados em conjunto é atrativa, pois controla melhor o perfil de tensão e reduz mais as perdas totais.

O trabalho feito por DELFANTI et. al (2000) propõe uma metodologia para se estabelecer os pontos de instalação de capacitores com o objetivo de minimizar o custo de instalação dos mesmos. O problema formulado nesse artigo é o seguinte:

$$\min \sum_{i \in \{\text{barras candidatas à compensação reativa}\}} (\chi_i \cdot Co_i + Cl_i \cdot qc_i) \quad (2.6)$$

s.a.

$$\underline{Qg}_i \leq Qg_i(qc, qg, v, r) \leq \overline{Qg}_i \quad \text{para } i \in \{\text{barras de geração tipo PV}\}$$

$$\underline{V}_i \leq V_i(qc, qg, v, r) \leq \overline{V}_i \quad \text{para } i \in \{\text{barras de carga tipo PQ}\}$$

$$\underline{qg}_i \leq qg_i \leq \overline{qg}_i \quad \text{para } i \in \{\text{barras de carga tipo PQ com geração de reativo}\}$$

$$\underline{v}_i \leq v_i \leq \overline{v}_i \quad \text{para } i \in \{\text{barras de geração tipo PV}\}$$

$$\underline{r}_i \leq r_i \leq \overline{r}_i \quad \text{para } i \in \{\text{barras com transformadores}\}$$

$$0 \leq qc_i \leq \chi_i \overline{qc_i} \quad \text{para } i \in \{\text{barras candidatas à compensação reativa}\}$$

onde

$\chi_i = 1$ (se o capacitor for instalado) e $\chi_i = 0$, caso contrário;

qc_i : tamanho do banco de capacitores;

Co_i : custo fixo de instalação;

Cl_i : custo proporcional ao tamanho de qc_i ;

qg_i : potência reativa gerada por bancos pré-existent;

v_i : magnitude de tensão das barras de carga;

r_i : relação de magnitude de *taps* de transformadores;

As variáveis de otimização desse problema são: χ_i , qc_i , qg_i , v_i e r_i . O problema é não-linear com variáveis inteira-mista.

O algoritmo de solução adotado para esse problema é o seguinte:

Passo 1: Cálculo de um Fluxo de Carga, o valor da função objetivo F_{best} é arbitrado.

Passo 2: Lineariza-se o problema de otimização e resolve-se o problema linear.

Passo 3: Atualiza-se χ_i , qc_i , qg_i , v_i e r_i .

Passo 4: Calcula-se novo Fluxo de Carga para variáveis atualizadas.

Passo 5: Checa-se as duas primeiras restrições funcionais. Se há violação, vá para passo 2, senão vá para Passo 6.

Passo 6: Armazene o corrente ponto de operação e função objetivo F .

Passo 7: Se $F < F_{best}$, faça $F_{best} = F$ e vá para Passo 2, senão Pare.

O problema linearizado do Passo 2 foi resolvido por três procedimentos:

- a. Utilizando-se do algoritmo Branch and Bound (BB).
- b. Utilizando-se algoritmos microgenéticos (AGs) (utilizando-se de população de cinco indivíduos)
- c. Procedimento híbrido, onde os Algoritmos Genéticos substitui o BB quando ocorre um problema numérico.

De modo geral, o algoritmo BB foi mais rápido do que os algoritmos genéticos, no entanto, ele fornece valores sub-ótimos. O procedimento híbrido se mostrou mais eficiente, pois utilizou resultados sub-ótimos no algoritmo genético, reduzindo sua convergência.

Em ALVES, SOUZA e FERREIRA (2002), o dimensionamento, localização e controle de bancos de capacitores são levados a efeito com base na curva de carga reativa. Na prática, as curvas de cargas individuais são consideradas idênticas à curva de carga do alimentador para efeito do programa de operação dos bancos de capacitores chaveados e que pode ser substituída pela curva de duração de carga aproximada em três degraus (pesada, média e leve).

O problema de otimização foi formulado da seguinte forma:

$$\max f(s) = k_p \cdot \Delta P_m(s) + \sum_{i=1}^3 \Delta P_i(s) \cdot k_{e_i} \cdot \Delta t_i - C \cdot (n_f(s) \cdot k_f + n_c(s) \cdot k_c) \quad (2.7)$$

sujeito a restrições de tensão.

onde

$i = 1, \dots, 3$: cada nível de carga;

s : conjunto de parâmetros que definem os pontos de instalação e os controles dos bancos;

k_p : custo da perda de potência de pico em \$/kW;

k_{e_i} : custo da perda de energia em cada nível em \$/kW;

k_f : custo de banco de capacitores fixos (\$/kvar);

k_c : custo do banco de capacitores chaveados;

n_f : número de capacitores fixos;

n_c : número de capacitores chaveados;

C : potência de módulo de banco de capacitor (kvar);

ΔP_m : redução de perdas de potência de pico em kW;

ΔP_i : redução de perdas de potência em cada nível;

Δt_i : duração anual de cada nível de carga em horas.

O problema procura maximizar a economia pela instalação dos capacitores e minimizar o custo de instalação dos mesmos e foi resolvido por três procedimentos:

- a) Utilizando-se do algoritmo microgenético (utilizando-se de população de 5 a 20 indivíduos)

b) Lógica Fuzzy

c) Um método híbrido, onde se inseri o conhecimento especialista da lógica fuzzy a fim de reduzir o espaço de busca e diminuir o tempo de processamento.

O Método Híbrido, ou seja, o dos algoritmos micro genéticos com a inserção da Lógica Fuzzy para a inicialização do processo foi o mais eficiente.

No trabalho proposto por MENDES et al. (2001) a instalação de capacitores é avaliada conjuntamente sob a ótica de redução de perdas e do conseqüente aumento do lucro na distribuição de energia, além de aspectos operacionais. Esse artigo apresenta uma nova abordagem via algoritmos genéticos (AGs) como o emprego de um enfoque memético, onde uma fase de busca local é associado ao algoritmo genético.

A abordagem via algoritmos meméticos se diferencia dos AGs básicos, no emprego de uma fase de otimização a que são submetidos os novos indivíduos gerados. Basicamente, a caracterização memética se dá após a mutação dos descendentes, numa otimização desses descendentes mediante uma busca local. Foi adotada uma estrutura hierárquica populacional, formado por subgrupos de 4 indivíduos (1 líder e 3 seguidores). As recombinações ocorrem sempre entre pares de um mesmo subgrupo, imitando um comportamento multi-populacional, onde as recombinações só ocorrem entre subpopulações. A otimização dos descendentes foi feita através de três buscas locais:

(i) Busca *Add/Drop*: cada bit do cromossomo é alterado, de forma seqüencial. Assim, um local candidato escolhido para receber capacitores é desativado ou um local vazio é suprido com capacitores. Se houve melhora, a mudança é mantida e passa-se ao bit seguinte, senão o bit retorna ao valor original.

(ii) Busca Local de Capacidade: essa busca local testa os tamanhos imediatamente inferior e superior do capacitor atualmente instalado. Se há alguma melhora, o valor é modificado.

(iii) Busca *Swap*: retira-se um capacitor de uma posição e coloca-o em outra.

A função de avaliação adotada é:

$$fitness = Ganho_{perdas} - CustoCap_{anual} - Pen_A - Pen_B \quad (2.8)$$

onde

$Ganho_{perdas} = custoMWh \cdot 8,75 \cdot redução_perdas$: custo das perdas na rede (roda-se um Fluxo de Carga e calculam-se as perdas de energia antes e depois da inserção dos capacitores. O valor é anualizado de MW para MWh pelo fator 8,75);

$$CustoCap_{anual} = \frac{i \cdot CustoCap}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}} : \text{custo dos capacitores anualizados para um horizonte de } n$$

anos e uma taxa de juros i ;

$Pen_A = (\max[0, CustoCap_{anual} - GastoMax])^2$: restrição de orçamento, onde $GastoMax$ é o máximo gasto permitido na compra dos capacitores por ano;

$Pen_B = (\max[0, numCap - numCapMax])^2$: restrição de número de capacitores, onde $numCapMax$ é o máximo número de capacitores permitidos e $numCap$ é número de capacitores alocados.

O resultado obtido utilizando uma abordagem via algoritmos meméticos se mostrou interessante e trouxe resultados válidos.

O trabalho de SOUSA (2003), inicialmente, simula um fluxo de potência ótimo cuja função objetivo é a minimização das perdas de transmissão. O problema é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual. Os multiplicadores de Lagrange obtidos da solução do FPO são utilizados para se determinar as barras que são candidatas a terem alocação de reativos. A partir da determinação destas barras, um problema de programação linear é resolvido a fim de quantificar a potência reativa a ser alocada. A interpretação dos multiplicadores de Lagrange (λ_{q_i}) relacionadas às equações de balanço de potência reativa, é que eles fornecem uma relação de sensibilidade entre a função objetivo ($f(x)$) e a variação de carga reativa Pd_i :

$$\lambda_{q_i} = \frac{\partial f(x)}{\partial Pd_i} \quad i=1, \dots, nb \quad (2.9)$$

Ou seja, as barras com os maiores multiplicadores de Lagrange indicam aquelas barras cuja variação de carga reativa mais influencia as perdas totais, sendo essas candidatas naturais a terem alocação de reativo.

Em seguida, a partir da matriz Jacobiana do sistema elétrico representado, obteve-se uma matriz de sensibilidade S:

$$\mathbf{S} = \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{Q}} \quad (2.10)$$

que relaciona variações de tensões para variações de carga reativa.

Assim, considerando que uma mudança na injeção de reativo ΔQ_j na barra j , cause uma variação ΔV_i na tensão da barras de carga i , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & \Lambda & S_{1m} \\ S_{21} & S_{22} & & S_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ S_{k1} & S_{k2} & \Lambda & S_{km} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

onde k é o número de barras de carga e m o número de barras onde serão alocados reativos.

Com este sistema de equações lineares, formula-se um problema de minimização onde se pretende minimizar as variações de injeção de reativo (ΔQ) nas barras pré-selecionadas pelos multiplicadores de Lagrange, de modo que as variações nas tensões provocadas pelas variações de injeção de reativos fiquem dentre dos limites operacionais de tensão das barras consideradas. A partir da determinação destas barras, aplica-se o método Simplex com a finalidade de determinar a quantidade de reativos a serem alocados.

A formulação do problema é:

$$\min \sum_{j=1}^m \Delta Q_j \quad (2.12)$$

s.a.

$$\underline{\mathbf{V}} \leq \mathbf{V} + \Delta \mathbf{V} \leq \overline{\mathbf{V}}$$

$$\Delta \mathbf{Q} \geq \mathbf{0}$$

onde

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{S} \cdot \Delta \mathbf{Q}$$

Os resultados obtidos mostraram-se coerentes com a teoria e produziram excelentes respostas. A solução do problema de programação linear alocou reativos elevando os níveis de tensão para valores bem próximos do limite mínimo desejado, o qual não foi atingido em alguns casos devido ao fato de o fluxo de carga ser um problema não linear e

de a abordagem apresentada utilizar uma aproximação linear para quantificar a potência reativa a ser alocada.

Recentemente, PEREIRA, COSSI e MANTOVANI (2006) abordaram a alocação de banco de capacitores como um problema multiobjetivo e resolvido por um algoritmo evolutivo que utiliza um esquema de codificação e operadores genéticos projetados e direcionados para considerar as características específicas do problema de alocação de capacitores. No entanto, o que chama a atenção nesse trabalho, é a consideração além das de praxe como minimização das perdas ativas e custos dos capacitores, é a introdução das restrições de tensão como uma segunda função objetivo.

Como descrito, muitos trabalhos encontrados na literatura utilizam a técnica de Algoritmos Genéticos para solução do problema de alocação de capacitores, pois a mesma pode tratar de problemas de otimização com vários critérios de otimização (minimização do custo das perdas, custo dos capacitores, incorporação dos limites de tensão e outros) e que possuem um grande número de mínimos locais, onde a solução ótima global é difícil de ser encontrada. Como os AGs operam sobre uma população de candidatos em paralelo, podem fazer a busca em diferentes áreas do espaço de soluções, alocando um número de soluções apropriadas para busca em várias regiões, ao contrário dos métodos de otimização tradicionais, onde a inicialização do algoritmo é feita com um único candidato, que iterativamente é manipulado utilizando, geralmente, métodos determinísticos para resolução de um problema (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994).

De um modo geral, as técnicas de solução do problema de alocação de capacitores em redes de distribuição se mostraram eficientes segundo os autores dos trabalhos apresentados nesta seção, porém o desempenho dos Algoritmos Genéticos foram maiores quando utilizado em conjunto com outras técnicas, como simulated annealing (SA), programação linear, lógica *fuzzy*, programação evolucionária ou mesmo utilizando um modelo híbrido matemático/algoritmo genético.

Como observado na revisão bibliográfica apresentada acima, os critérios de otimização comumente utilizados para o problema de alocação de BCs são a minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores e penalização dos limites de tensão. Ou seja, trata-se de um problema de otimização multiobjetivo, o qual será considerado na sequência.

2.3 Otimização Multi-Objetivo

Um problema de otimização multiobjetivo consiste em determinar um vetor de variáveis de decisão que otimiza uma função vetorial, cujos elementos representam os índices de desempenho a serem otimizados. A solução que minimiza um índice provavelmente não minimiza os outros índices, sendo assim, necessário introduzir o conceito de Otimalidade de Pareto. Segundo esse conceito, uma solução viável para um problema de programação multiobjetivo é uma solução de Pareto, se não existir outra solução que irá produzir uma melhora em um objetivo sem causar uma degradação em pelo menos um dos outros objetivos (LIN, 1976).

Como o problema de alocação de bancos de capacitores é um problema de otimização multiobjetivo cabe colocar que não existe somente uma solução ótima para o problema abordado e sim um conjunto de possíveis soluções denominadas eficientes ou Pareto-ótimo. E, como não se conhece a importância de cada um dos objetivos todas as soluções Pareto-ótimo são igualmente importantes (PEREIRA JUNIOR, COSSI e MANTOVANI, 2006).

Existem diversos métodos para obtenção do conjunto de soluções Pareto (LIN, 1976): método dos pesos, das restrições, método que otimiza com hierarquia, o método do critério global, programação de metas e outros. Mas, como o problema neste trabalho será resolvido por Algoritmos Genéticos, o mesmo pode ser aliado ao *Critério da Otimalidade de Pareto* afirmando-se que a lista-Pareto é preenchida com os indivíduos dominantes para cada objetivo individualmente. Ou seja, segundo o conceito de dominância, uma solução domina a outra quando esta solução não é pior que as outras em todos os objetivos ou quando a mesma é estritamente melhor que as outras em pelo menos um objetivo (PEREIRA JUNIOR, COSSI e MANTOVANI, 2006).

2.4 Análise de Sensibilidade

Como a alocação de banco de capacitores é um problema combinatório de difícil solução e com tempo de processamento elevado, há alguns trabalhos que procuram reduzir o universo de solução do problema original, através da utilização da análise de

sensibilidade da Matriz Jacobiana. A partir dela, pode-se selecionar previamente os melhores locais de instalação reduzindo o número de variáveis do problema.

Entre os trabalhos que utilizam essa técnica, pode-se citar o já mencionado artigo de SUNDHARARAJAN e PAHWA (1994), que alocam inicialmente capacitores em barras selecionadas a partir do vetor de sensibilidade ($\frac{\partial Perdas}{\partial Q}$) obtida a partir do Jacobiano (**J**).

Semelhantemente, BALA, KUNTZ e PEBLES (1997) e GALLEGO, MONTICELLI e ROMERO (2001) calculam a sensibilidade de perdas em relação à potência reativa utilizando a expressão:

$$\frac{\partial Perdas}{\partial Q} = 2.\alpha_i.Q_i + \beta_i.P_i \quad (2.13)$$

sendo que

$$\alpha_i = r_{ij} \cdot \cos \left[\frac{\delta_i - \delta_j}{|V_i| \cdot |V_j|} \right] \quad (2.14)$$

$$\beta_i = r_{ij} \cdot \sin \left[\frac{\delta_i - \delta_j}{|V_i| \cdot |V_j|} \right] \quad (2.15)$$

onde

r_{ij} : resistência na linha $i-j$

$|V_i|$: magnitude de tensão na barra i

δ_i : defasagem angular da barra i .

A obtenção da relação $\frac{\partial Perdas}{\partial Q}$ não é tarefa trivial, assim, pela simplicidade da expressão (2.13) e levando em conta que esta análise pode indicar as melhores barras para alocar os capacitores, reduzindo assim o tempo de processamento do algoritmo, a mesma será utilizada neste trabalho. Ou seja, as barras com as maiores relação $\frac{\partial Perdas}{\partial Q}$ são as inicialmente selecionadas para receberem os BCs pela técnica de solução adotada.

Além de se procurar as barras onde a relação entre as perdas ativas e a potência reativa são grandes, também existe interesse em se buscar por barras onde a relação entre

potência reativa e as magnitudes de tensão são significativas (SOUSA, 2003), indicando que nessas barras há uma boa resposta do perfil de tensão ao se variar a injeção de potência reativa. Assim sendo, essa relação é também utilizada nesse trabalho (seção 3.6 no Capítulo 3) a fim de se escolher as primeiras barras a serem alocadas por BCs.

Essa seleção inicial por barras potenciais não é muitas vezes adotada por alguns pesquisadores por se entender que o problema é de planejamento e assim não requer rapidez na obtenção da solução do mesmo (estudo *off-line*), mas de qualquer forma, se for possível reduzir o tempo de processamento do algoritmo, a implementação e a possível comprovação da eficácia desta técnica de sensibilidade será uma grande contribuição para este trabalho.

2.5 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição

Os AGs utilizados para alocar os bancos de capacitores requerem uma avaliação de cada solução gerada. Para que se faça essa avaliação é necessária a obtenção do novo estado da rede elétrica com a instalação dos bancos selecionados a fim de se verificar as perdas e a melhoria no perfil de tensão, ou seja, é necessário a resolução de um fluxo de carga.

Os métodos usuais de Fluxo de Carga utilizados em sistema de transmissão, tais como os métodos de Newton-Raphson e Desacoplado Rápido, não apresentam desempenho adequado no caso de redes de distribuição radiais devido a problemas de dominância e mau-condicionamento da matriz de admitância nodal. Esse fato resulta de características particulares das redes de distribuição, tais como, a baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves, reguladores de tensão e trechos pequenos de linha entre cargas muito próximas) associados a outros com valor de impedância relativamente alto.

Vários métodos eficientes para solução do problema de fluxo de potência em redes de distribuição radiais estão disponíveis na literatura especializada. Esses métodos estão divididos em duas grandes categorias: o Método da “Soma das Correntes (SDC) ou das Potências (SDP)”, conhecidos como “Varredura Frente e Trás”; e os métodos baseados na “Impedância Nodal Implícita”.

SHIRMOHAMMADI et al. (1998) apresentam a metodologia do cálculo do FP via SDC para redes radiais de distribuição de energia, a qual é ilustrada através da rede apresentada na Figura 2.1, onde L1 é o nó denominado superior e L2 denominado, inferior.

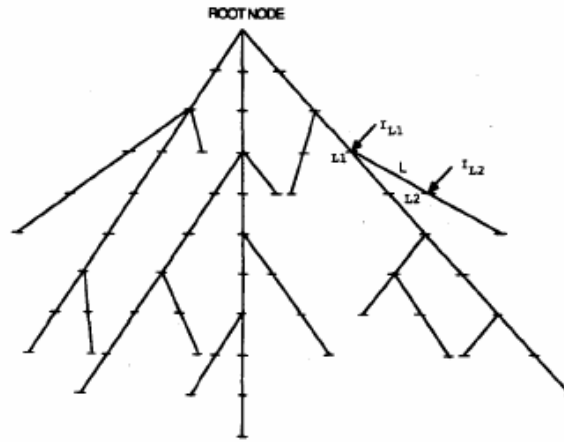


Figura 2.1 – Topologia da Rede e a Rede Dividida em Camadas.

O método proposto segue seguintes passos básicos:

1. Cálculo da Corrente Nodal: na iteração k , a injeção de corrente $I_i^{(k)}$ no nó i é calculada da seguinte forma:

$$I_i^k = (S_i / V_i^{(k-1)})^* - Y_i V_i^{(k-1)} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.16)$$

onde $V_i^{(k-1)}$ é a tensão no nó i calculada na iteração $(k-1)$, S_i é a injeção de potência no nó i e Y_i é a soma de todos os elementos shunt no nó i .

2. Varredura Trás: começando da extremidade da rede, e caminhando até o nó raiz, a corrente no ramo J_L no ramo L é calculada da seguinte forma:

$$J_L^{(k)} = -I_{L2}^{(k)} + \sum_{\text{ligados ao nó } L2} \text{Correntes nos ramos} \quad L = b, b-1, \dots, 1 \quad (2.17)$$

onde I_{L2} é a injeção de corrente no nó L2 (indicado na figura 2.1), essa fórmula é aplicação direta da Lei de Kirchhoff das Correntes.

3. Varredura Frente: A partir do nó raiz, e caminhando para o final da rede, as tensões são então atualizadas. Para cada ramo L , a tensão no nó L2 é calculada

utilizando a tensão atualizada no nó L1 e a corrente no ramo nesse passo é calculada da seguinte maneira:

$$V_{L2}^{(k)} = V_{L1}^{(k)} - Z_L J_L^{(k)} \quad L = 1, 2, \dots, b \quad (2.18)$$

onde Z_L é a impedância série do ramo L. Essa formula é aplicação direta da Lei de Kirchhoff das Tensões.

Esses três passos são então repetidos até que um critério de convergência seja atingido, como por exemplo, não haja mais variação no módulo de tensão das barras de uma iteração para outra.

Segundo o artigo, a técnica se mostrou robusta e eficiente, resolvendo sistemas com um grande número de nós e ramos mais rapidamente que os métodos de solução de FP convencionais, sendo a mesma frequentemente citada e utilizada por diversos trabalhos.

SRINIVAS (2000) fez um apanhado geral sobre as técnicas utilizadas na solução dos problemas de FP em redes radiais de distribuição de energia. Dentre elas o já citado Método “Frente e Trás” e “Impedância Nodal Implícita”.

O Método “Frente e Trás”, que consiste basicamente em duas etapas: varredura direta e inversa até que seja atingida uma condição de convergência possui duas variantes:

- “Soma das Correntes” proposta inicialmente por SHIRMOHAMMADI et al. (1988), onde a formulação é baseada em termos de corrente.
- “Soma das Potências” proposta inicialmente por BROADWATER et al. (1988), onde a formulação é baseada em termos de potência.

A metodologia utilizada neste trabalho para o cálculo do FP foi a via SDP que está apresentada no Apêndice A. Adotou-se a mesma pela simplicidade de se trabalhar diretamente com potências, que são os valores comumente utilizados.

Os métodos baseados na matriz impedância nodal implícita foram propostos por CHEN (1991) e utilizam uma formulação mais adequada para sistemas malhados. Baseiam-se na formação e fatoração da matriz de admitância nodal ($Ybarra$) e injeções de corrente equivalentes para resolver a rede. Nesse método, o efeito da fonte e das cargas é

representado separadamente por superposição. A seguir é mostrado os passos detalhados do algoritmo:

1. Inicializa o algoritmo estimando as tensões nas barras e calculando a Y_{barra} .
2. Otimiza a ordenação e fatora a Y_{barra} .
3. Computa as injeções de corrente nas barras para os carregamentos dos transformadores, cogeradores, elementos *shunt* e carregamento das linhas.
4. Calcula os desvios de tensão devido às injeções de corrente usando a Y_{barra} fatorada.
5. Aplica o princípio da superposição e atualiza todas as tensões nas barras.
6. Verifica a convergência, se não convergiu, retorna ao passo 3.
7. Computa o fluxo nas linhas e calcula as perdas no sistema.

2.6 A Corrente *Inrush*

A energização de um banco automático de capacitores implica sempre no aparecimento de uma corrente transitória denominada corrente *inrush*. O valor máximo, bem como a frequência dessa corrente, depende da tensão aplicada, da reatância do circuito (capacitância e indutância), da carga armazenada no capacitor a ser energizado e do amortecimento provocado pela existência de resistores de pré-inserção e/ou outras resistências do circuito.

Quando já existem capacitores ligados na rede a corrente *Inrush* apresenta valores mais elevados (IEEE, 1973). As fórmulas para o cálculo dessas correntes *inrush* para as diversas configurações dos bancos foram obtidas de IEEE Std 342-1973 / ANSI C. 37.0731-1973 (1973) e serão apresentadas a seguir.

a) Energização de um Banco Isolado

$$I_{inrush} = 1,41\sqrt{I_3 \cdot I_k} \quad (2.19)$$

onde

I_{inrush} : Corrente *Inrush* em amperes;

$$I_k = 1,15 \cdot I_c$$

I_C : Corrente nominal do banco de capacitores em amperes;

I_3 : Corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do banco de capacitores em amperes.

b) Energização de um Banco com Outro Ligado no Mesmo Circuito

$$I_{inrush} = 1747 \sqrt{\frac{V_{ff} \cdot I_{k1} \cdot I_{k2}}{L_{eq} (I_{k1} + I_{k2})}} \quad (2.20)$$

onde

I_{inrush} : Corrente *Inrush*, em amperes;

$$I_{k1} = 1,15 \cdot I_{c1};$$

$$I_{k2} = 1,15 \cdot I_{c2};$$

I_{c1} e I_{c2} : Correntes nominais dos bancos de capacitores 1 e 2, em amperes;

V_{ff} : Tensão fase-fase, [V];

L_{eq} : Indutância total equivalente por fase entre bancos de capacitores, [μ H].

c) Energização de um Banco de Igual Potência Ligado no Mesmo Circuito

$$I_{inrush} = 1235 \sqrt{\frac{V_{ff} \cdot I_k}{L_{eq}}} \quad (2.21)$$

onde

I_{inrush} : Corrente *Inrush*, em amperes;

$$I_k = 1,15 \cdot I_c$$

I_c : Corrente nominal do banco de capacitor, em amperes;

V_{ff} : Tensão fase-fase, [V];

L_{eq} : Indutância total equivalente por fase entre bancos de capacitores, [μ H].

2.7 Considerações Finais

Devido às boas características dos AGs, descritas nesse capítulo, escolheu-se essa técnica para solução do problema de alocação de banco de capacitores em redes de distribuição, visando determinar o tamanho dos BCs e tipo dos bancos de capacitores (fixos ou automáticos).

Não foi selecionado nenhum tipo de modelo híbrido, pois o maior interesse do trabalho não é um estudo comparativo de técnicas com o intuito de se obter melhores tempos de processamento, mas o de contribuir com maior aprimoramento da formulação matemática do problema de forma a se obter melhor qualidade do serviço de energia elétrica.

Para tanto, além dos critérios de otimização comumente utilizados, tais como, a minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores e penalização dos limites de tensão serão também utilizados: (i) penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador; e (ii) minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos bancos de capacitores; o que caracteriza este problema como um problema de otimização multiobjetivo. A penalização das quedas de tensão é um critério complementar a fim de se garantir alternativamente a qualidade de suprimento. A utilização da mesma advém de um estudo da EDF (ELETRICITÉ DE FRANCE, 1979) que formula os custos incorridos à concessionária por quedas de tensão ao longo do alimentador. Já a minimização das correntes *inrush* tem como objetivo obter espaçamentos ótimos entre os bancos automáticos a fim de se evitar que essas correntes atinjam valores elevados e, por exemplo, danifiquem os fusíveis das chaves quando das energizações ao longo dos períodos considerados. Esses critérios serão detalhados no Capítulo IV.

Além da formulação matemática, o Capítulo IV também descreve a implementação de algumas técnicas de sensibilidade (GALLEGO, MONTICELLI e ROMERO, 2001 e SOUSA, 2003) a fim de acelerar a convergência do algoritmo, utilizando-as na inicialização do processo de otimização.

A metodologia desenvolvida será testada em redes de distribuição e, espera-se que os resultados após as simulações sejam satisfatórios.

CAPÍTULO III

ALGORITMOS GENÉTICOS

3.1 Introdução (LEITE, 2003)

Algoritmos Genéticos (AGs) são programas evolutivos inspirados na Teoria de Seleção Natural. Eles atuam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem descendentes cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer.

Eles trabalham sempre com as áreas mais promissoras do espaço de busca (DE OLIVEIRA GALVÃO e VALENÇA, 1999) e (HAUPT e HAUPT, 1998), utilizando para isso, uma classe de procedimentos que compreendem um conjunto de passos distintos e bem especificados, na qual cada um destes passos possui muitas variações possíveis. Assim, para cada indivíduo da população atual, chamado cromossomo, é aplicado um mecanismo de reprodução, baseado em processo evolutivo com o objetivo de explorar o espaço de busca e encontrar melhores soluções para o problema (RABELO e OCHI, 1996).

Nessa tarefa de busca ou otimização, são consideradas todas as possibilidades de solução de um determinado problema, e a função de avaliação ou função de custo é uma maneira de avaliar as soluções no espaço de busca. Existem muitos métodos de busca e funções de avaliação (GOLDBERG, 1997).

Os AGs diferem dos métodos tradicionais de otimização, principalmente em quatro aspectos (GOLDBERG, 1997) e (REZENDE, 2003):

1. Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
2. Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não um único ponto;
3. Utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;

4. Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

Os AGs são muito eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Baseiam-se na evolução biológica e são capazes de identificar e explorar fatores ambientais e convergir para soluções ótimas em níveis globais, contornando a ocorrência de ótimos locais. Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções, são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir globalmente para soluções ótimas ou aproximadamente ótimas (GOLDBERG, 1997) e (HOLLAND, 1992).

Em síntese, eles baseiam-se inicialmente na geração de uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada: para cada indivíduo é dado um índice, refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através de mutações e recombinação, gerando descendentes para a próxima geração. Este processo, chamado de reprodução, é repetido até que um conjunto de soluções satisfatórias seja encontrado, conforme apresentado no Algoritmo 1.

Algoritmo 1: Algoritmo Genético típico

Seja $S(t)$ a população de indivíduos na geração t .
 $t \leftarrow 0$
inicializa $S(t)$
avaliar $S(t)$
enquanto o critério de parada não for satisfeito faça:
 $t \leftarrow t+1$
 selecionar $S(t)$ a partir de $S(t-1)$
 aplicar recombinação sobre $S(t)$
 aplicar mutação sobre $S(t)$
 avaliar $S(t)$
Fim enquanto

Embora possam parecer simplistas do ponto de vista biológico, esses algoritmos são suficientemente complexos para fornecer mecanismos poderosos e robustos de busca adaptativa (DOS SANTOS COELHO, 2003) e (GOLDBERG, 1997).

Vários trabalhos vêm sendo desenvolvidos com aplicação de técnicas de Algoritmos Genéticos, as quais são extremamente interessantes como ferramentas de busca e otimização na solução dos mais diferentes tipos de problemas (BEASLEY, BULL e MARTIN, 1992), (BEASLEY, BULL e MARTIN, 1993), (WHITLEY, 1993) e (REZENDE, 2003).

3.2 Terminologia

Baseado na teoria da evolução pode-se dizer que o meio ambiente é o responsável pela seleção em cada geração dos seres vivos mais aptos de uma população. Logo, somente os mais aptos conseguem passar suas características genéticas para as demais gerações, pois os menos adaptados são eliminados antes de gerarem descendentes. No processo de reprodução são aplicados os operadores genéticos de mutação e recombinação (cruzamento), entre outros, que atuam sobre o material genético armazenado nos cromossomos e, com isso, tem-se a variabilidade dos indivíduos na população. A sobrevivência do mais adaptado é determinada pela seleção natural.

Algoritmos Genéticos sofrem grande influência da biologia, em suas definições, isso explica muitos termos semelhantes, utilizados por este método (DE OLIVEIRA GALVÃO e VALENÇA, 1999).

A seguir serão apresentados alguns termos comumente encontrados na literatura:

- Cromossomo: segmento do filamento cromático que se destaca por ocasião da divisão celular indireta, constituindo unidades definidas na formação do novo ser. Nos AGs este representa a estrutura de dados que codifica uma solução para um problema, ou seja, um indivíduo no espaço de busca.
- Gene: partícula do cromossomo em que se encerram os caracteres hereditários. Nos AGs, é um parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo.

- Genótipo: constituição hereditária de um indivíduo. Nos AGs, representa a informação contida no indivíduo.
- Fenótipo: diz-se dos indivíduos de um grupo que apresentam caracteres exteriores iguais, mas que diferem pelo seu genótipo. Nos AGs, representa o objeto, estrutura ou organismo construído a partir das informações do genótipo, ou seja, a decodificação do indivíduo.

Na próxima seção, serão abordados alguns operadores genéticos tradicionais, comumente mente utilizados na literatura.

3.3 Características Gerais e Representação

A aplicação de operadores genéticos tem como objetivo a produção de novos indivíduos a partir de indivíduos existentes. O princípio básico dos operadores é fazer com que a população, através de sucessivas gerações, estenda a busca até chegar a um resultado satisfatório. A grande utilidade destes operadores é fazer com que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores.

Quando se trabalha com Algoritmos Genéticos para resolução de problemas, o grande desafio está exatamente na codificação, ou qual a melhor maneira de representar o problema, que deve ter uma estrutura de dados, geralmente vetores ou cadeias de valores binários (estruturas mais tradicionais, porém nem sempre as mais indicadas), reais ou inteiros. Esta estrutura é chamada de indivíduo ou cromossomo, e cada bit chamado de gene.

O indivíduo representa o conjunto de parâmetros de variáveis da função objetivo cuja resposta será maximizada ou minimizada. O conjunto de todas as configurações que o indivíduo pode assumir forma o espaço de busca. Por exemplo, se o indivíduo representa n parâmetros de uma função, então o espaço de busca é um espaço com n dimensões. A maioria das representações genóticas, utiliza vetores de tamanho finito com um alfabeto também finito (REZENDE, 2003).

Normalmente, o genótipo de um indivíduo é representado por um vetor binário, onde cada elemento do vetor denota uma ou outra característica de uma determinada propriedade. Os elementos podem ser combinados formando as características reais do

indivíduo, ou seja, o seu fenótipo. Portanto, essa representação é independente do problema, pois uma vez encontrada a representação em vetores binários, as operações padrões podem ser utilizadas, facilitando o seu emprego em diferentes classes de problemas (SPEARS et al., 1993).

A representação binária é historicamente importante, uma vez que foi utilizada nos trabalhos pioneiros de John Holland. Além disso, ela ainda é a representação mais utilizada, por ser de fácil utilização, manipulação e simplicidade de analisar teoricamente. Contudo, se um problema tem parâmetros contínuos e o usuário desejar trabalhar com maior precisão, provavelmente acabará utilizando longos indivíduos para representar soluções, necessitando de uma grande quantidade de memória. Outro aspecto a ser observado é a não-uniformidade dos operadores; por exemplo, se o valor real de um gene for codificado por um vetor binário, a mutação nos primeiros valores binários do gene afetará mais a aptidão do indivíduo que a mutação nos seus últimos valores (REZENDE, 2003).

A aptidão do indivíduo depende do seu desempenho e é calculada através da função de avaliação. Em problemas de otimização, a função objetivo é, ela mesma, a candidata natural ao cargo de função de avaliação ou função de aptidão. Assim, pode-se dizer que a função de avaliação é dependente do problema em particular. Esta função recebe como entrada o indivíduo e faz o cálculo da aptidão, ou grau de adaptação, retornando esta informação.

Uma comparação entre terminologia biológica, terminologia computacional e terminologia de otimização de reativo a ser utilizada nos Algoritmos Genéticos é apresentada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Terminologia Biológica x Terminologia Computacional x Terminologia de Alocação de Reativos.

Biologia	Computação	Alocação de reativos
Cromossomo	Representa um candidato à solução, ou seja, um ponto no espaço de busca.	Representa conjunto de informações úteis para otimizar a quantidade de reativo na rede.
Gene	É um parâmetro codificado no cromossomo (um único bit, ou um bloco de bits).	É a localização e determinação do tamanho do banco de capacitor a ser instalado em um determinado alimentador no período de planejamento.
Recombinação	Troca de material genético entre cromossomos.	Troca de informações entre os cromossomos.
Mutação	Troca aleatória de um determinado gene do cromossomo.	Instalação ou não de um determinado banco de capacitores.
Genótipo	Configuração de genes no cromossomo de um indivíduo.	Codificação das informações do indivíduo para a rede da concessionária.
Fenótipo	Decodificação de um ou mais cromossomos.	Decodificação dos indivíduos em um determinado período de planejamento.

3.4 Seleção

Nos AGs, é aplicado um critério de seleção para que o conjunto inicial de indivíduos gere descendentes mais aptos. Quando não existe nenhum conhecimento prévio sobre a região do espaço de busca onde se encontra a solução do problema na população inicial, os indivíduos são gerados aleatoriamente. Se houver um conhecimento prévio sobre a região em que está localizada a solução, ou seja, se forem conhecidas soluções aceitáveis

que podem estar próximas à(s) solução(ões) ótima(s), os cromossomos iniciais podem ser definidos de forma determinada.

Com intuito de privilegiar os indivíduos mais aptos no processo de seleção, a cada membro da população é atribuído um valor dado por uma função f_{apt} , denominada função objetivo. Esta função recebe como entrada os valores do gene do indivíduo e fornece como resultado sua aptidão. A aptidão pode ser vista como uma nota que mede o quão boa é a solução codificada por um indivíduo e é baseada no valor da função objetivo, que é específica para cada problema.

Para alguns métodos de seleção, é desejável que o valor de aptidão de cada indivíduo seja menor que 1, e que a soma de todos os valores de aptidão seja igual a 1 ($f_{apt} < 1$ e $\Sigma(f_{apt} = 1)$). Para isso, para cada indivíduo é calculada a aptidão relativa (f_{rel}). A aptidão relativa para um dado indivíduo é obtida dividindo o valor de sua aptidão pela soma dos valores de aptidão de todos os indivíduos da população.

A função objetivo, também conhecida por função de avaliação ou função de custo, é geralmente uma expressão matemática que mede o quanto uma solução está próxima ou distante da solução desejada (satisfaz o objetivo do problema). Muitas vezes ela inclui restrições que devem ser satisfeitas pela solução.

No processo de seleção, após associada uma nota de aptidão a cada indivíduo da população, escolhe-se então um subconjunto de indivíduos da população atual, gerando uma população intermediária. Vários métodos de seleção têm sido propostos, entre eles se destacam tradicionalmente: Método da Roleta, Método do Torneio e o Método da Amostragem Universal Estocástica (REZENDE, 2003) e (DOS SANTOS COELHO, 2003).

3.5 Operadores Genéticos

Dada uma população, para que seja possível gerar populações sucessivas que, espera-se, melhorem sua aptidão com o tempo, é necessária a aplicação de operadores genéticos. Estes operadores são: recombinação ou cruzamento e mutação. Eles são utilizados para assegurar que a nova geração seja renovada, mas possua de alguma forma, características de seus pais; e são úteis para que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquirida pelas gerações anteriores. Para prevenir que os

melhores indivíduos não desapareçam da população pela manipulação dos operadores genéticos, eles podem ser colocados automaticamente na próxima geração por meio de uma política elitista. O princípio básico dos operadores genéticos é, então, transformar a população por meio de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório.

O operador de mutação é necessário para a introdução e manutenção da diversidade genética da população, alterando arbitrariamente um ou mais componentes de uma estrutura escolhida, o que fornece meios para introdução de novos elementos na população. Desta maneira, a mutação assegura que a probabilidade de chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero, além de contornar o problema de mínimos locais, pois este mecanismo altera levemente a direção da busca. O operador de mutação é aplicado aos indivíduos com uma probabilidade dada pela taxa de mutação ($0,001 \leq P_m \leq 0,1$); geralmente se utiliza uma taxa de mutação pequena, pois é um operador genético secundário. Uma baixa taxa de mutação previne que a busca fique estagnada em sub-regiões do espaço de busca. Além disso, possibilita que qualquer ponto do espaço de busca seja atingido. Com uma taxa muito alta a busca se torna essencialmente aleatória. Um exemplo de como ocorre a mutação é mostrado na Figura 3.1.

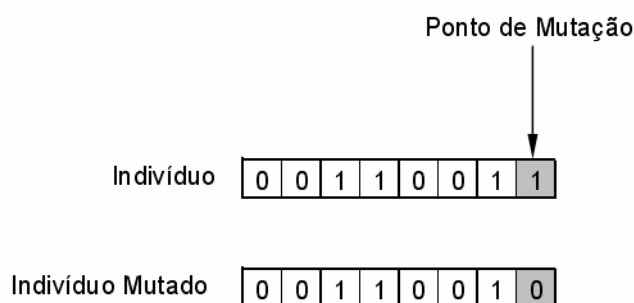


Figura 3.1 : Exemplo de mutação.

O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante o processo reprodutivo, permitindo que as próximas gerações herdem essas características. Ele é considerado o operador genético predominante, por isso é aplicado com probabilidade dada pela taxa de cruzamento ($0,6 \leq P_c \leq 0,99$), sendo maior que a taxa de mutação. Quanto maior for essa taxa, mais rapidamente novas estruturas serão introduzidas na população. Mas se for muito alta, estruturas com boas aptidões poderão ser

retiradas mais rapidamente que a capacidade da seleção em criar melhores estruturas. Se a taxa for muito baixa, a busca pode estagnar.

Os operadores genéticos citados anteriormente, podem ser utilizados de várias maneiras. Os mais tradicionais são:

Cruzamento de Um-ponto: um ponto de cruzamento é escolhido. A partir deste ponto, as informações genéticas dos pais serão trocadas. As informações anteriores a este ponto em um dos pais são ligadas às informações posteriores a este ponto no outro pai, como mostrado na Figura 3.2

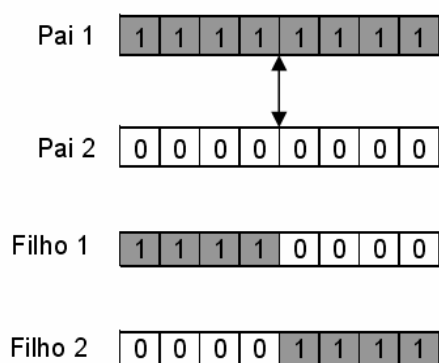


Figura 3.2 : Exemplo de cruzamento de um ponto.

Cruzamento de Dois-pontos ou Multipontos: no cruzamento de 2 pontos, ou multipontos, é realizada a troca de material genético através de mais de um ponto previamente definidos, como apresentado na Figura 3.3. É uma generalização da idéia de troca de material genético através de pontos, em que vários pontos de cruzamento podem ser utilizados.

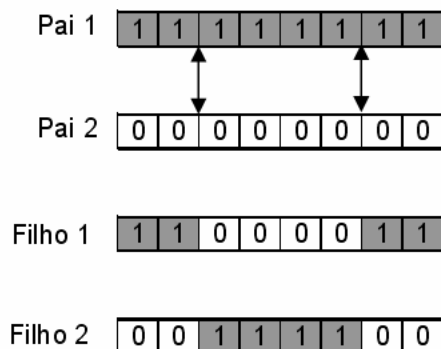


Figura 3.3 : Exemplo de cruzamento de dois pontos.

Cruzamento Uniforme: no cruzamento uniforme é gerado um indivíduo que é denominado como um vetor de bits aleatórios.

Se o primeiro bit do vetor aleatório é 1, então o primeiro bit do Pai1 é copiado para o primeiro bit do filho1, caso contrário o primeiro bit do pai2 é copiado. O processo se repete para os bits restantes do filho1.

Na geração do segundo filho, o processo é invertido. Se o valor no vetor aleatório é 1, então será copiado o bit do pai2. Se o bit for 0 será copiado o bit do pai1, conforme apresentado na Figura 3.4.

O filho contém uma recombinação genética, ou seja, tem características dos dois pais. O número de troca de pontos não é fixo, costuma-se utilizar a metade do comprimento do indivíduo, metade do número de genes, como as quantidades de pontos que serão trocados entrem os pais na criação do indivíduo (BEASLEY, BULL e MARTIN, 1993).

Vetor Aleatório	1	1	0	0	1	0	0	0
Pai 1	a	b	c	d	e	f	g	h
Pai 2	1	2	3	4	5	6	7	8
Filho	a	b	3	4	e	6	7	8

Figura 3.4: Exemplo de cruzamento uniforme.

Elitismo: o elitismo tem como função copiar os melhores indivíduos de uma geração para a próxima geração. Por exemplo, copiar os dois melhores indivíduos para a próxima geração, conforme demonstrado na Figura 3.6.

População							
0	0	1	1	0	0	1	1
0	0	1	1	0	0	1	1
0	0	1	1	0	0	1	1
Próxima População							
0	0	1	1	0	0	1	1
0	0	1	1	0	0	1	1
1	0	0	1	0	0	1	1

Figura 3.6 - Exemplo de elitismo.

3.6 Considerações Finais

De um modo em geral, os AGs apresentam-se como uma ótima ferramenta na solução de problemas de otimização, sendo que os operadores genéticos auxiliam na busca por melhores soluções, os cruzamentos auxiliam na criação de novos bons indivíduos, a mutação tenta evitar o problema dos mínimos locais e o elitismo garante que os melhores indivíduos não sejam perdidos a cada geração, tornando assim, o algoritmo uma opção robusta e eficaz para a aplicação no problema de alocação de reativos.

No próximo capítulo será apresentada a metodologia para a alocação de banco de capacitores adotada nesse trabalho.

CAPÍTULO IV

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta os métodos utilizados atualmente pela maioria das concessionárias de energia elétrica para identificar os melhores pontos susceptíveis à instalação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica, bem como a metodologia proposta neste trabalho para resolver o problema da alocação dos BCs na rede de distribuição de energia elétrica.

Estes métodos são baseados na experiência dos seus operadores assim, a compensação reativa pode não ser a ideal, portanto, a metodologia proposta neste trabalho visa resolver o problema da alocação de BCs através de um método de busca eficiente e confiável, auxiliando assim a concessionária na tomada de decisões.

4.2 Metodologia Utilizada pelas Empresas Distribuidoras

A metodologia utilizada pelas concessionárias para resolver o problema da compensação de reativos, considera que os bancos devem localizar-se ao longo da rede de forma a reduzir o fluxo reativo da mesma (COPEL, 1992).

Primeiramente é feita uma simplificação na rede de distribuição, onde as ramificações são desprezadas, e somente o tronco principal da rede é utilizado na análise dos melhores pontos para a alocação. Os bancos devem localizar-se ao longo do alimentador, já simplificado, de forma a reduzir o fluxo reativo ao longo do sistema.

Uma vez conhecido o perfil de reativo do alimentador e a potência dos bancos a serem utilizados, a sua localização é feita do fim para o início do alimentador e nos pontos onde o fluxo de potência reativa é aproximadamente metade da potência do banco de capacitores a ser instalado, levando-se em conta a compensação dos bancos já localizados, conforme o ilustrado a seguir:

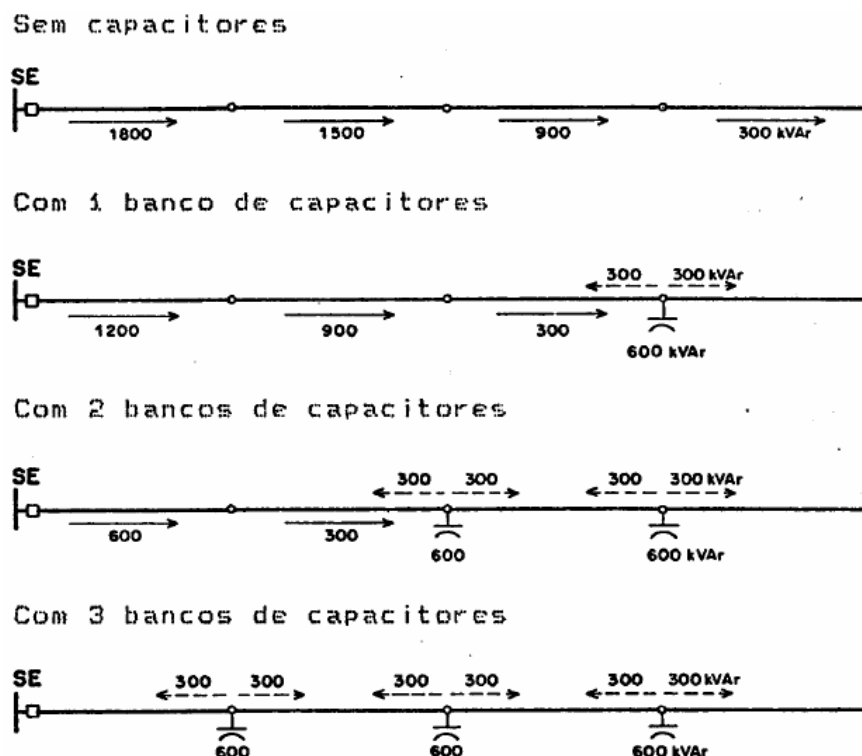


Figura 4.1 - Perfil do reativo do alimentador.

Segundo as regras práticas, a instalação de um banco de capacitores de 600 kvar no alimentador, que inicialmente está sem capacitores (Figura 4.1), deve ser feita no último nó (enumerado da esquerda para a direita), pois o fluxo de reativo circulante nessa última porção do circuito é a metade do valor do capacitor. Na sequência, a instalação de um segundo banco de capacitores de 600 kvar, considerando o fluxo remanescente provocado pela instalação do primeiro capacitor, é feita na penúltima barra do alimentador, o qual restabelece um fluxo de reativo vindo da subestação 600 kvar menor. Seguindo o mesmo raciocínio, instala-se o terceiro capacitor na antepenúltima barra desse alimentador.

Os BCs são dimensionados de acordo com a potência reativa que se deseja compensar, tornando assim o fator de potência na barra de saída da subestação próximo de 1,0. Em alimentadores de subestações de distribuição (69 kV) com operador em atividade permanente, a potência do banco é dimensionada pela curva de carga de alimentadores.

Em alimentadores de subestações de subtransmissão 34,5/13,8 kV sem operador permanente, o dimensionamento do banco é estimado por método indireto, através do cálculo do fluxo de potência.

Caso seja necessário, poderão ser feitas medições de potência reativa no ponto de instalação do banco.

4.2.1 Regras Práticas para a Instalação de BCs

A seguir são apresentados alguns procedimentos que são tomados para a instalação de capacitores em alimentadores de distribuição.

1. Manter um fator de potência mínimo de 0,95 durante o período de carga média e pesada, na saída do alimentador.
2. A máxima compensação resultante deverá ser limitada pelo fator de potência (FP) igual a 1,0 no início do alimentador em carga máxima, admitindo-se em determinados períodos o FP levemente adiantado, desde que não ocorra sobretensões no consumidor.
3. Instalar os BCs no tronco do alimentador.
4. Localizar os BCs próximos a grandes consumidores industriais.
5. Em alimentadores com carga residencial, comercial e grandes consumidores industriais localizar os bancos no centro de carga de uma área do alimentador.
6. Não instalar BCs em ramais protegidos por chaves fusíveis, pois em caso de abertura involuntária em uma das fases no lado da fonte, provocará a energização da fase aberta através dos capacitores conectados em estrela isolada, como mostrado na figura 4.2 abaixo.

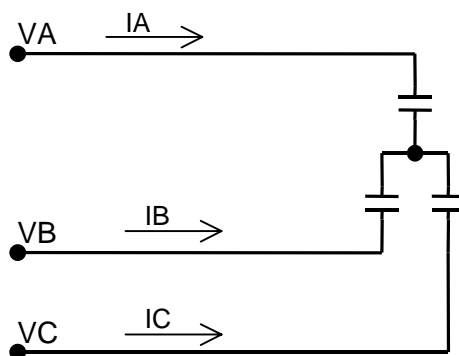


Figura 4.2 - BC ligado em estrela isolada.

7. Instalar os BCs a uma distância mínima de 1,0 km da subestação, ou a uma distância que minimize os efeitos da corrente *inrush*.
8. Espaçar os BCs de um mesmo alimentador a uma distância de no mínimo 1,0 km ou em intervalos que minimizem os efeitos da corrente *inrush*.

9. Os BCs fixos devem ser dimensionados para compensação de reativos em carga leve e os automáticos em carga média e pesada.
10. Analisar cuidadosamente se a elevação de tensão devido a instalação do banco não provocará sobretensão no consumidor, isto, tanto na configuração normal como de emergência do alimentador.

Dessas regras práticas utilizadas pelas concessionárias se utilizarão nesse trabalho as considerações enumeradas 3, 6, 8, 9 e 10 acima.

Os itens 3 e 6 serão contemplados ao se selecionar as barras candidatas a alocação de bancos.

O fato de utilizar os BCs fixos para carga leve e os automáticos para carga pesada e média vem de que, quando existe sobre-compensação de reativos na rede, as perdas elétricas aumentam, por isso o algoritmo dimensiona os capacitores fixos para carga leve e complementa a compensação com bancos automáticos que só entram em operação para as condições de maior carga (pesada e média). Assim, não existe excedente de reativos na condição de carga leve, nem falta de reativos nas condições de carga pesada e média.

4.2.2 Operação dos Controles dos Capacitores Automáticos

A solicitação de potência reativa é variável ao longo do dia, e a entrada de capacitores em operação causa elevação na tensão que pode ser demasiada, principalmente em períodos de carga leve. Como também é inviável a colocação e retirada do equipamento por operação manual diariamente, os BCs são acoplados a controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar os bancos, conforme o dispositivo sensor do controle.

Dentre estes dispositivos, o mais utilizado é o com sensor de tempo e tensão, ou seja, opera em função do nível de tensão e das horas do dia. Porém, existem outros dispositivos, como o com sensor apenas de tensão e o com sensor de corrente.

A função do controle se restringe basicamente a colocação e a retirada do banco de capacitores em operação. Para tanto possui um dispositivo sensor (corrente, tensão ou tempo/tensão) ajustável, para comandar chaves a óleo automáticas que ligam ou desligam o banco de capacitores.

Normalmente há necessidade maior da compensação reativa no sistema em horários de carga pesada e média. Os sensores são então usualmente ajustados para que coloquem

em operação os capacitores nestes períodos de carga, e os mantenham fora de operação nos outros períodos como nos períodos de carga leve, onde os bancos comumente utilizados são os bancos fixos.

4.2.3 Controle com Sensor de Tempo e Tensão

Este controle é alimentado em baixa tensão por um TP com relação de 120:1 o que significa que quando a tensão for a nominal (13,8kV), a tensão secundária deste TP será de 115V.

Possui então um sensor de tensão que compara a tensão secundária deste TP com as tensões ajustadas para comandar as operações de colocar ou retirar do sistema o banco de capacitores. Além do dispositivo de tensão, possui ainda um dispositivo de tempo, que modifica o valor da tensão secundária do TP, simulando uma queda de tensão através de um resistor em horários programados, forçando a entrada do banco em operação.

O ajuste das tensões pode ser efetuado de duas maneiras, dependendo do tipo de equipamento. Em alguns, ajusta-se uma tensão associada a uma banda, ou seja, o banco liga ou desliga em função de um intervalo de valores de tensão, existe uma banda de valores de tensão para o banco entrar em operação outra banda para o banco desligar. Em outros, ajusta-se uma tensão para ligar (limite inferior de tensão) e outra para desligar (limite superior de tensão) o banco.

O dispositivo de tempo é composto por um relógio que marca as horas do dia e os dias da semana. Ajusta-se então um intervalo horário durante determinados dias da semana em que este dispositivo deve atuar. A sua atuação consiste na abertura de uma chave, que normalmente curto-circuita um reostato (Figura 4.3). Desta forma, quando a chave é aberta o reostato é inserido no circuito do sensor de tensão, simulando então uma queda de tensão no secundário do TP. Deve-se então ajustar as horas e os dias da semana em que se pretende inserir o reostato, e o valor de queda de tensão adicional desejado.

Existe ainda um ajuste de retardo, que nada mais é do que um temporizador que só após o qual é realizada a operação. A finalidade deste temporizador é evitar um número excessivo de operações devido a flutuações de tensão e para coordenação com outros equipamentos.

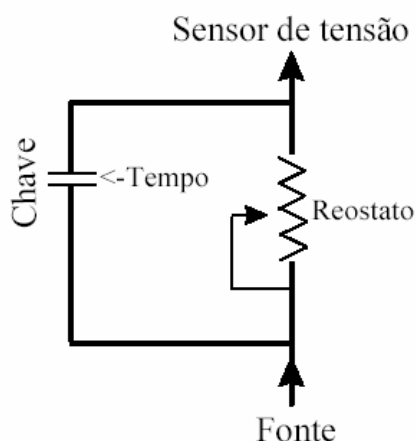


Figura 4.3 - Dispositivo de Tempo.

4.3 Verificação de Elevação de Tensão Causada pela Instalação de Capacitores

Para o cálculo dos ajustes é necessário primeiramente verificar se o banco de capacitores não causará tensão elevada no circuito. Para tanto é necessário calcular:

- a) Queda de tensão máxima (ΔV_M) e mínima (ΔV_m) entre a subestação fonte e o ponto de instalação do banco de capacitores;
- b) Elevação de tensão provocada pela operação do banco de capacitores (ΔV_c).

A elevação de tensão provocada pelo banco de capacitores é proporcional a sua potência e a reatância indutiva total entre a SE fonte do circuito e o ponto onde está localizado o banco de capacitores. O valor deste acréscimo de tensão pode ser calculado pela seguinte equação (COPEL, 1996):

$$\Delta V_c = \frac{Q_{BC} \cdot X}{V} \quad [V] \quad (4.1)$$

onde

Q_{BC} : potência total do banco de capacitores (kvar);

X : reatância total entre o BC e a SE fonte (ohms);

V : tensão nominal do circuito (kV).

4.4 Ajuste da Tensão

É definido como tensão de ajuste, o valor resultante da equação abaixo (COPEL, 1996):

$$V_{aj} = \frac{VD + VL}{2 \times RTP} \text{ [V]} \quad (4.2)$$

onde

VD: Tensão de referência para desligar o banco de capacitores;

VL: Tensão de referência para ligar o banco de capacitores;

RTP: Relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente = 120).

Para definir VD, deve-se observar que a tensão não ultrapasse o máximo valor admissível para os consumidores (100% da tensão nominal). Para definir VL, observar que a tensão provocada pela entrada em operação do banco de capacitores não ultrapasse o valor de VD (caso contrário, o banco será desligado logo em seguida).

Em alguns controles existe um botão para ajustar VD e outro para ajustar VL. Em outros, existe um botão para ajustar Vaj e outro para ajustar a banda.

4.5 Formulação via AGs

A questão da alocação de capacitores em redes de distribuição de energia é um problema de otimização que inclui variáveis inteira-mista. Nesse problema, busca-se a localização, o tamanho e o tipo (fixo ou automático) dos capacitores a serem instalados nos pontos da rede em questão. As alocações devem ser obtidas de modo a satisfazer: (i) os limites de tensão, (ii) quedas de tensão pré-estabelecidas e assim melhorar níveis indesejáveis de tensão nas barras de distribuição, verificados antes da instalação dos capacitores, de modo a (iii) obter o menor custo de instalação dos capacitores, (iv) menor custo de perdas de potência ativa decorrentes da instalação dos bancos e (v) menores valores de correntes transitórias que surgem quando das energizações dos bancos de capacitores na rede.

A seguir, será apresentada a formulação matemática utilizada para se resolver o problema de alocação ótima adotado nesse trabalho.

4.5.1 Formulação Matemática

Como foi enunciado anteriormente, o problema da alocação de capacitores comumente consiste na busca do ponto ótimo de instalação e do tamanho dos BCs a serem instalados na rede, visando à redução das perdas, do custo de instalação e da violação dos limites de tensão, conforme a Resolução nº 505/2001 da ANEEL. Nesse trabalho, além desses critérios também foram considerados a minimização das quedas de tensão a limites pré-estabelecidos e maximização dos distanciamentos entre os capacitores a fim de evitar altos valores de correntes transitórias. A função objetivo que contempla todos esses critérios enumerados acima é a seguinte:

$$FO = \min[f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5] \quad (4.3)$$

onde

f_1 : custo das perdas;

f_2 : custo de instalação dos capacitores fixos e automáticos;

f_3 : custo da queda de tensão;

f_4 : custo da violação dos limites de tensão;

f_5 : custo das correntes *Inrush*.

Esse critério de otimização deve ser obtido simulando-se diferentes curvas de carga a que o alimentador em estudo está sujeito. Assim, genericamente, consideram-se nove situações de carga: **pesada**, **média** e **leve** para os dias **úteis**, **sábados** e **domingos e feriados**. As Tabelas a seguir ilustram essas configurações. A Tabela 4.1 apresenta as condições de carga adotadas para cada dia da semana, a Tabela 4.2 apresenta o número de horas para cada condição de carga, a Tabela 4.3 apresenta o número de dias úteis, sábados e domingos e feriados no período de um ano e a Tabela 4.4 mostra a porcentagem da carga total no alimentador adotada para cada condição de carga. Caso haja disponibilidade dos dados da curva de carga de cada alimentador essas tabelas serão desconsideradas.

Tabela 4.1 – Condições de Carga.

Dia Útil	Sábado	Domingos e Feriados
Carga Pesada	Carga Pesada	Carga Pesada
Carga Média	Carga Média	Carga Média
Carga Leve	Carga Leve	Carga Leve

Tabela 4.2 – Número de horas para Cada Condição de Carga.

Nº. de horas para cada condição de carga $Horas_{ij}$			
Carga [i]	Dia Útil	Sábado	Domingo
Pesada	8	6	6
Média	6	8	6
Leve	10	10	12

Tabela 4.3 – Números de dias úteis, Sábados e Domingos num Período de um Ano.

Tipo [j]	$Dias_j$
Dias Úteis	249
Sábados	52
Domingos e Feriados	64

Tabela 4.4 – Porcentagem da Carga Total no Alimentador para Cada Condição de Carga.

q_{ij} % da Carga Total no Alimentador			
Carga	Dia Útil	Sábado	Domingo
Pesada	130	120	110
Média	80	70	60
Leve	50	40	40

A Tabela 4.5 apresenta para cada curva de carga (pesada, média ou leve), os níveis de tensão que devem ser fixados na barra início de cada alimentador. Esses dados foram fornecidos pela Copel e compreendem valores de tensão fixados como saída das subestações.

Tabela 4.5 - Tensão de Saída das Subestações em Função dos Patamares de Carga

Patamar de Carga	Tensão de saída do alimentador. [pu]
Carga Pesada	0,9928
Carga Média	0,9783
Carga Leve	0,9565

A seguir será feita uma breve descrição de cada uma das partes que compõem a função objetivo que está representada na equação (4.3).

(i) Redução das Perdas

A potência reativa que flui pelas linhas dos sistemas de transmissão e distribuição causa efeitos indesejáveis como o aumento das perdas de potência ativa, sendo que a redução desse fluxo de reativo é conseguida pela instalação estratégica de banco de capacitores.

As perdas para cada uma das nove condições de carga consideradas na seção anterior são calculadas conforme a metodologia descrita no Apêndice B que se utiliza dos valores de tensão obtidos por algoritmo de Fluxo de Carga para redes de distribuição radiais (Apêndice A) para cada patamar de carga considerado.

Uma vez obtida os valores de perdas, $Perdas_{i,j}$, para cada condição de carga i e dia da semana j , pode-se obter o valor de energia total consumida pelas perdas durante todo um ano:

$$Energia = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 Perdas_{i,j} \cdot Horas_{i,j} \cdot Dias_j \quad (4.4)$$

onde

i : corresponde a condição de carga pesada média, e leve.

j : corresponde ao número de dias úteis, sábados ou domingos e feriados.

$Horas_{i,j}$: n° de horas correspondente à condição de carga i no dia j .

$Dias_j$: corresponde ao número de dias (dias úteis, sábados ou domingos e feriados) em cada período estudado.

Os valores de horas e dias são obtidos de acordo com as curvas de carga do alimentador, levando-se em conta os patamares de carga pesada, média e leve para os dias úteis, sábados e domingos e feriados (Tabelas 4.1 e 4.3).

Assim, calculam-se as perdas elétricas a partir do fluxo de carga para cada condição de carga, multiplicando-as pelo número de dias e pelo número de horas correspondente a condição de carga. Após fazer estas operações obtém-se a energia total consumida pelas perdas elétricas em um ano. Este valor é multiplicado pela tarifa da energia vigente, considerado nas simulações como sendo 228,00 R\$/MWh, obtendo-se assim o custo relativo às perdas de energia elétrica no alimentador como mostra a fórmula a seguir:

$$f_1 = \text{Custo_Perdas} = w_p \cdot \text{Energia} \cdot 228,00 \quad (4.5)$$

onde

w_p : índice de ponderação de f_1 .

O valor de R\$ 228/MWh foi retirado do site <http://www.aneel.gov.br> em 02.03.2007.

(ii) Custo dos Capacitores

A escolha do tamanho e do tipo de capacitor a ser instalado em um ponto da rede é um fator preponderante para o desempenho do algoritmo. Este trabalho contempla a opção de se utilizar BCs fixos ou automáticos com valores de 300, 600 e 1200 kvar, totalizando seis configurações de BCs mais a opção de não ser instalado nenhum capacitor na rede. A Tabela 4.6 abaixo mostra o custo em reais dos BCs utilizados neste trabalho.

Tabela 4.6 – Custo dos Capacitores

Tipo do Banco	Valor [kvar]	Custo [R\$]
Fixo	300	27.832,12
	600	36.471,75
	1200	50.516,11
Automático	300	36.832,12
	600	45.471,75
	1200	59.516,11

O custo relativo à instalação dos BCs fixos e variáveis é:

$$f_2 = w_c \cdot \sum_{j \in \Phi} (\chi_j^{fixo} \cdot Co_j^{fixo}) + (\chi_j^{aut} \cdot Co_j^{aut})] \quad (4.6)$$

onde

Φ : conjunto de barras candidatas à alocação de capacitores. Essas barras compreendem apenas o tronco do alimentador e barras que não estejam protegidos por chaves fusíveis;

$\chi_j^{fixo} = 1$, se o capacitor for fixo e instalado na barra j e igual a zero caso contrário;

$\chi_j^{aut} = 1$, se o capacitor for automático e instalado na barra j e igual a zero caso contrário;

Co_j^{fixo} : custo fixo de instalação de capacitor fixo;

Co_j^{aut} : custo fixo de instalação de capacitor automático.

w_c : índice de ponderação de f_2 .

(iii) Queda de Tensão

Conforme recomendações da Copel (COPEL, 1996), quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador maiores que 4% provocam custos adicionais à operação da rede. Assim, quando essas diferenças de tensão entre as diversas barras e a barra inicial do alimentador excederem 4% em relação à barra inicial deve-se aplicar esse custo adicional na função objetivo relativo a esses desvios.

Assim, para cada patamar de carga (pesada, média e leve) nos dias úteis, sábados e domingos e feriados, buscam-se as barras que apresentam uma queda de tensão maior ou igual a 4% e aplica-se para essas barras a equação (4.7) mostrada a seguir, somando os valores encontrados para as nove condições de carga (EDF - ELECTRICITÉ DE FRANCE, 1979).

$$f_3 = \text{Custo Queda de Tensão} = w_d \cdot 1,144 \cdot VD \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \left(\sum_{bar=1}^{Nd} \left((QT_{ij}^{bar} - 4)^{1,45} \cdot p_{ij} \cdot cargapesada_{bar} \right) \right) \quad (4.7)$$

onde

i : corresponde as condições de carga pesada média, e leve;

j : corresponde ao número de dias úteis, sábados ou domingos e feriados;

VD : valor do dólar;

QT_{ij}^{bar} : tensão de saída da subestação – Tensão na barra bar referente ao patamar de carga i e dia da semana j , esse valor só é considerado se essa diferença for maior que 4 %.

Nd : número de barras onde o desvio foi maior ou igual a 4%;

$cargapesada_{bar}$: valor de carga pesada na barra bar .

P_{ij} : porcentagem da carga pesada ($cargapesada_{bar}$) do alimentador que corresponde a condição de patamar de carga i no dia j ;

$Horas_{ij}$: n° de horas correspondente à condição de patamar de carga i no dia j ;

$Dias_j$: corresponde ao número de dias por ano para cada dia da semana j (dias úteis, sábados ou domingos e feriados);

wd : índice de ponderação de f_3 .

(iv) Limites de Tensão

A Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001 da ANEEL, determina que o sistema elétrico deve atender aos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente preestabelecidos, sendo que estes são fiscalizados e sujeitos a multas.

Os problemas de queda de tensão em alimentadores podem ser solucionados de diversas maneiras como, transferência de carga entre as linhas, instalação de reguladores de tensão, troca da bitola dos cabos, construção de novos alimentadores e subestações, alocação de capacitores visando o aumento do fator de potência e troca da tensão primária de alimentação.

Com a melhoria dos níveis de tensão tem-se uma redução significativa das perdas elétricas nos alimentadores e, conseqüentemente uma redução nos custos para as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e também para os próprios consumidores.

A ANEEL através de sua Resolução 505/2001 define os níveis de tensão de atendimento mostrados abaixo:

- Tensão de Atendimento (TA): valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em

adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts;

- Tensão Contratada (TC): valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts;
- Tensão de Leitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts;
- Tensão Nominal (TN): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é projetado, expresso em volts ou quilovolts.

As tabelas a seguir mostram os valores adequados, precários e críticos para as tensões de atendimento. A Tabela 4.7 apresenta os valores de tensão para tensões nominais de 1 kV até 69 kV, na Tabela 4.8 tem-se os valores de tensão para tensões nominais até 1 kV e a Figura 4.4 a seguir ilustra classificação normalizada da tensão em nível de distribuição.

Tabela 4.7 – Valores adequados, precários e críticos para tensões nominais de 1 kV a 69 kV.

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TC}$
Precária	$0,90 \text{ TC} \leq \text{TL} < 0,93 \text{ TC}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ ou } \text{TL} > 1,05$

Tabela 4.8 – Valores adequados, precários e críticos para tensões nominais até 1 kV.

Tensão Nominal		Tensões Nominais Padronizadas		
		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)
Ligação	Volts			
Trifásica	220/127	$201 \leq \text{TL} \leq 231 / 116 \leq \text{TL} \leq 133$	$189 \leq \text{TL} \leq 201 \text{ ou } 231 \leq \text{TL} \leq 233 / 109 \leq \text{TL} \leq 116 \text{ ou } 133 \leq \text{TL} \leq 140$	$\text{TL} < 189 \text{ ou } \text{TL} > 233 / \text{TL} < 109 \text{ ou } \text{TL} > 140$
	380/220	$348 \leq \text{TL} \leq 396 / 201 \leq \text{TL} \leq 231$	$327 \leq \text{TL} \leq 348 \text{ ou } 396 \leq \text{TL} \leq 403 / 189 \leq \text{TL} \leq 201 \text{ ou } 231 \leq \text{TL} \leq 233$	$\text{TL} < 327 \text{ ou } \text{TL} > 403 / \text{TL} < 189 \text{ ou } \text{TL} > 233$
Monofásica	254/127	$232 \leq \text{TL} \leq 264 / 116 \leq \text{TL} \leq 132$	$220 \leq \text{TL} \leq 232 \text{ ou } 264 \leq \text{TL} \leq 269 / 109 \leq \text{TL} \leq 116 \text{ ou } 132 \leq \text{TL} \leq 140$	$\text{TL} < 220 \text{ ou } \text{TL} > 269 / \text{TL} < 109 \text{ ou } \text{TL} > 140$
	440/220	$402 \leq \text{TL} \leq 458 / 201 \leq \text{TL} \leq 229$	$380 \leq \text{TL} \leq 402 \text{ ou } 458 \leq \text{TL} \leq 466 / 189 \leq \text{TL} \leq 201 \text{ ou } 229 \leq \text{TL} \leq 233$	$\text{TL} < 380 \text{ ou } \text{TL} > 466 / \text{TL} < 189 \text{ ou } \text{TL} > 233$

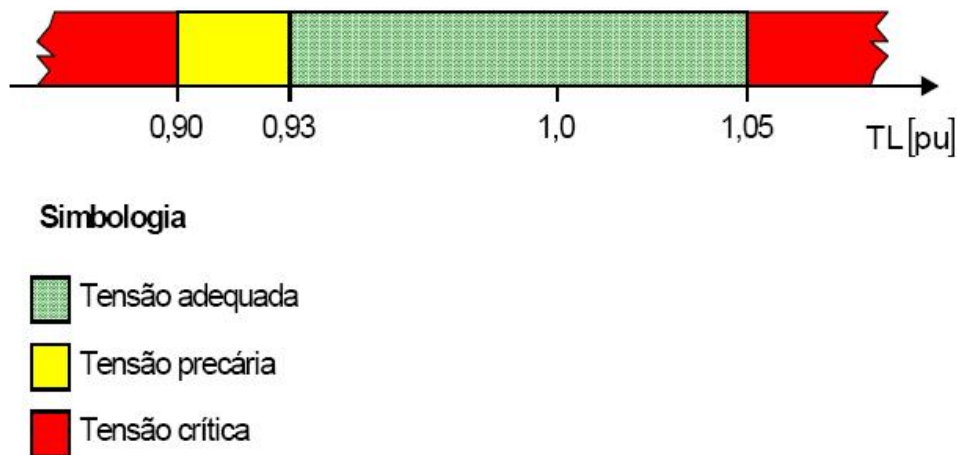


Figura 4.4 – Classificação normalizada da tensão em nível de distribuição (de 1 a 69 kV).

Das Tabelas 4.7 e 4.8, observa-se que são admitidas apenas pequenas variações na tensão e, como a carga é variável com as horas do dia, com os dias da semana e com as estações do ano é muito importante deixá-la dentro da faixa tolerável a fim de evitar multas para a concessionária.

A consideração desses limites nas magnitudes de tensão, no problema de otimização em questão, é feito incorporando-os na função objetivo e penalizando-os com um custo fixo de R\$ 1.000.000,00. Esse valor foi estimado de modo a ponderar adequadamente o peso da função objetivo f_4 , relativa aos limites de tensão e em relação aos outros custos.

Após se simular o fluxo de potência e de se conhecer as magnitudes de tensões em todas as barras, busca-se as barras cujas magnitudes estão fora dos limites estabelecidos pela Resolução nº 505/2001, obtendo-se as violações desses limites da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Se } V_{\text{mínimo}} \leq V_{\text{bar}} \leq V_{\text{máximo}} &\rightarrow \text{Violação}_{\text{bar}} = 0 \\ \text{Se } V_{\text{bar}} < V_{\text{mínimo}} &\rightarrow \text{Violação}_{\text{bar}} = V_{\text{mínimo}} - V_{\text{bar}} \\ \text{Se } V_{\text{bar}} \geq V_{\text{máximo}} &\rightarrow \text{Violação}_{\text{bar}} = V_{\text{bar}} - V_{\text{máximo}} \end{aligned}$$

onde

$$V_{\text{mínimo}} = 0,93 \text{ pu};$$

$$V_{\text{máximo}} = 1,05 \text{ pu}.$$

Após o cálculo da violação de tensão em todas as barras do sistema, as mesmas são somadas e multiplicadas por um custo fixo, de R\$ 1.000.000, como descrito pela fórmula abaixo:

$$f_4 = \text{Custo da violação dos Limites de Tensão} = w_v \cdot 1.000.000 \cdot \sum_{bar=1}^N \text{Violação}_{bar} \quad (4.8)$$

onde

bar : barra do sistema;

N : número de barras do sistema.

w_v : índice de ponderação de f_4 .

(v) Correntes *Inrush*

Podem-se evitar altos valores de correntes transitórias nos capacitores, quando os mesmos são energizados, espaçando-os no mínimo a 1 km de distância (método empírico) ou introduzindo-as como um critério a ser minimizado (f_5) que indiretamente alocará os bancos com espaçamentos mínimos, conforme verificado nas simulações.

Conforme a equação (2.20) do Capítulo II, a corrente *inrush* que surge, por exemplo, quando da energização de um banco automático com outro já energizado, depende das correntes nominais dos capacitores e é inversamente proporcional às indutâncias equivalentes entre os mesmos que por sua vez dependem das distâncias entre os bancos. Assim, uma maneira de diminuir essas correntes é aumentando as indutâncias equivalentes entre os bancos, ou seja, distanciando-os.

Sabe-se também que os maiores valores de corrente *inrush* surgem quando já existem capacitores ligados à rede de distribuição (IEEE, 1973). Assim, as correntes transitórias a serem consideradas são aquelas que equivalem à energização de cada um dos bancos considerando-se que os demais já estão ligados. Ou seja, deseja-se obter um espaçamento mínimo entre os capacitores para a pior situação que contempla todas as demais combinações, tais como, energização de um banco com os outros já ligados.

Assim, o quinto critério de minimização é o somatório das correntes transitórias para cada um dos bancos alocados tanto em carga pesada quanto média:

$$f_5 = wi \cdot custo \cdot \sum_{k=1}^{ncap_{alloc}} \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^3 Inrush_{i,j}^k \quad (4.9)$$

onde

i : corresponde as condições de carga pesada e média;

j : corresponde ao número de dias úteis, sábados ou domingos e feriados;

k : corresponde a barra onde se alocou capacitor.

n_{cap_aloc} : número de capacitores fixos e automáticos alocados

$Inrush_{i,j}^k$: corrente *inrush* na barra k , para carga i e dia j .

wi : índice de ponderação de f_5 .

A expressão (4.10) para cálculo de $Inrush_k$ está adaptada para energização de um banco na barra k , estando os outros ($n_{cap_aloc}-1$) ligados à rede (IEEE Std 342-1973 / ANSI C. 37.0731-1973, 1973):

$$Inrush_k = 1747 \sqrt{\frac{V_{ffk} \cdot I_k \cdot I_{keq}}{L_{eqi} (I_k + I_{keq})}} \quad (4.10)$$

onde

$Inrush_k$: corrente transitória devido ao capacitor alocado na barra k , em ampères;

$$I_k = 1,15 \cdot I_{ck} ;$$

$$I_{keq} = 1,15 \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^{n_{cap_aloc}} I_{cj} ;$$

I_{ck} : correntes nominais dos bancos de capacitores na barras k , em ampères;

V_{ffk} : tensão fase-fase na barra k , [V];

L_{eqk} : indutância total equivalente por fase entre bancos de capacitores vistos da barra k , [μH].

4.5.2 Obtenção das Indutâncias Equivalentes entre os Bancos de Capacitores

Os valores das indutâncias dos fios condutores que interligam os bancos, ou seja, do tronco do alimentador pode ser obtido da Tabela 4.9 (Copel, 1996).

Tabela 4.9 – Valores de Indutâncias

Cabo de Alumínio Simples	
CABO	$\mu\text{H}/\text{cond}/\text{km}$
4	1277,748
2	1201,619
1/0	1152,016
2/0	1132,652
4/0	1075,356
366,4	1028,936
477	993,922

O valor das indutâncias dos capacitores é usualmente considerado como 6 μH .

A metodologia para obtenção das indutâncias equivalentes vistas da barra k será apresentada através de um exemplo que contempla 3 bancos de capacitores (IEEE Std 342-1973 / ANSI C. 37.0731-1973, 1973). A Figura 4.5 apresenta o circuito equivalente de indutâncias contendo apenas os 3 bancos:

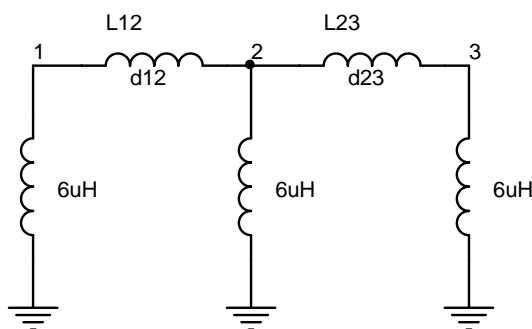


Figura 4.5 - Circuito de Indutâncias para 3 Capacitores

De posse das distâncias entre os capacitores ($d_{12}=1,5$ km e $d_{23}=1$ km, por exemplo) e supondo que tronco do alimentador seja de Alumínio, cabo 366,4, obtém-se $L_{12}= 1,5 \times 1029= 1543$ μH e $L_{23}= 1 \times 1029 = 1029$ μH , que são as indutâncias equivalentes entre os capacitores 1-2 e 2-3, respectivamente.

O valor da indutância equivalente vista pelo capacitor na barra 2 é Leq_2 :

$$Leq_2 = 6 + \frac{(L_{23} + 6) \cdot (L_{12} + 6)}{(L_{23} + 6) + (L_{12} + 6)} = 626 \quad \mu\text{H} \quad (4.11)$$

Os valores das indutâncias equivalentes vistos por cada capacitor devem ser calculados separadamente. E, já que para cada indivíduo o número de capacitores alocados é variável, é inviável se estabelecer fórmulas de equivalências para cada situação.

No entanto, lembrando que a inversa da matriz de admitância nodal é a matriz \mathbf{Z} e que os valores diagonais, i , correspondem aos valores de impedância equivalente vistas dessas barras diagonais, pode-se utilizar estas relações para o cálculo das indutâncias equivalentes.

A primeira adaptação para se calcular Leq_2 através da matriz \mathbf{Z} é modificando-se o circuito equivalente da Figura 4.5, obtendo-se o da Figura 4.6 para a situação onde se deseja calcular a indutância equivalente vista pelo nó 2. Essa indutância compreende o valor pelo qual circula a corrente transitória (ou seja, pelo capacitor conectado na barra 2). Para tanto, une-se os outros dois nós restantes (1 e 3) resultando em uma rede agora com 4 nós como apresentado a seguir:

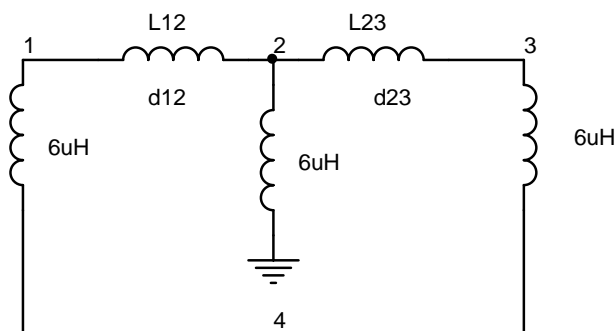


Figura 4.6: Circuito Adaptado para Cálculo de Indutância Equivalente a partir do Capacitor da Barra 2.

Rearranjando a rede, o circuito para o qual deve-se calcular a indutância equivalente vista pelo nó 2 é mostrada na Figura 4.7 a seguir:

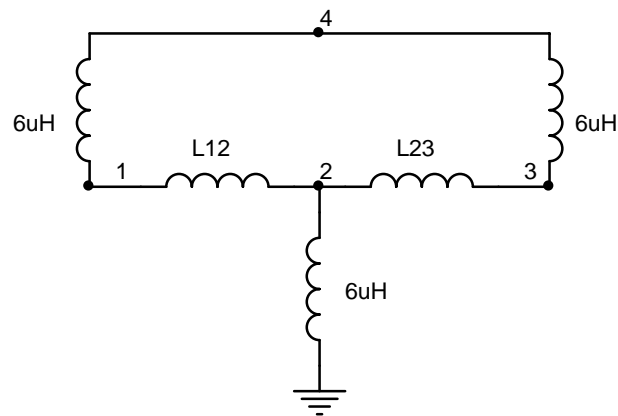


Figura 4.7: Circuito Rearranjado para Cálculo de Indutância Equivalente a partir do Capacitor da Barra 2.

Para esse circuito com 4 barras, monta-se a matriz \mathbf{Y} , utilizando-se os valores inversos de cada indutância do circuito:

$$\mathbf{Y} = \frac{10^6}{wj} \cdot \begin{bmatrix} \left(\frac{1}{L_{12}} + \frac{1}{6}\right) & -\frac{1}{L_{12}} & 0 & -\frac{1}{6} \\ -\frac{1}{L_{12}} & \left(\frac{1}{L_{12}} + \frac{1}{L_{23}} + \frac{1}{6}\right) & -\frac{1}{L_{23}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_{23}} & \left(\frac{1}{L_{23}} + \frac{1}{6}\right) & -\frac{1}{6} \\ -\frac{1}{6} & 0 & -\frac{1}{6} & \left(\frac{1}{6} + \frac{1}{6}\right) \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

A partir da matriz \mathbf{Y} , calcula-se a sua inversa, denominada de matriz \mathbf{Z} , mostrada em 4.13.

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 627,6 & 6 & 620,4 & 624 \\ 6 & 6 & 6 & 6 \\ 620,4 & 6 & 625 & 622,8 \\ 624 & 6 & 622,8 & 626,4 \end{bmatrix} \cdot jw \cdot 10^{-6} \quad (4.13)$$

A posição (4,4) de \mathbf{Z} fornece a indutância equivalente vista da barra 4, que corresponde ao valor da indutância equivalente $Leq_2 = 626\mu H$ calculada em (4.11).

Assim, automaticamente pode-se obter Leq_k para cada capacitor simplesmente montando-se matrizes \mathbf{Y} de tal forma que todas as posições da última linha j da matriz,

sejam iguais a $-\frac{1}{6}$, com exceção da posição (j,k) que deve ser zero e da posição (j,j) que deve se igual a $\frac{1}{6} \cdot (j-2)$, sendo que $j = n_cap_aloc + 1$.

4.5.3 Metodologia Proposta

O problema de minimização formulado na seção anterior foi resolvido pela técnica de Algoritmo Genético, cujo fluxograma está apresentado na Figura 4.8.

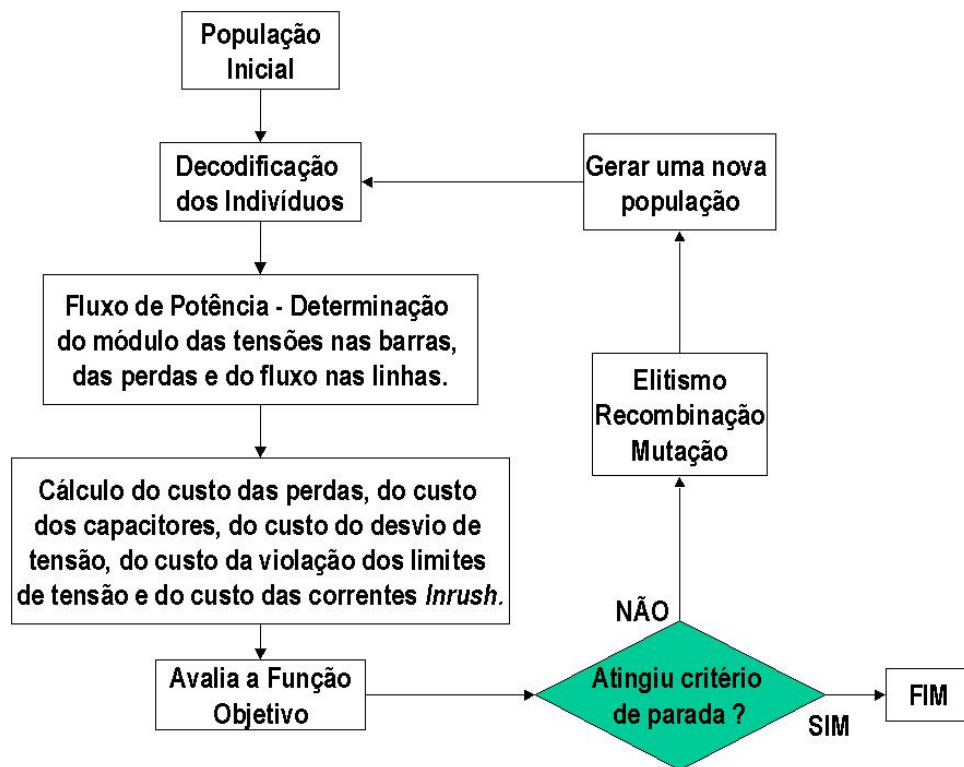


Figura 4.8 – Fluxograma do Algoritmo Desenvolvido.

A seguir, passa-se à descrição de cada uma das etapas.

4.5.3.1 População Inicial

Neste trabalho, segundo a Tabela 4.6, utilizou-se a opção de bancos fixos e automáticos, com valores de 300, 600 e 1200 kvar. Para se caracterizar a opção de banco selecionada para cada barra, utilizaram-se 3 bits por barra para caracterizar o tipo do banco

(fixo ou automático) e o valor do banco como será descrito na seção seguinte. Assim, o indivíduo é uma sequência binária contendo três vezes o número de barras de cada sistema estudado. Para um sistema de 11 barras, por exemplo, cada indivíduo é uma sequência binária de 33 bits.

Quando se trabalha com algoritmos genéticos, deve-se escolher o tamanho da população, pois esta está intimamente ligada ao desempenho do próprio algoritmo. Quanto maior for a população maior é o espaço de busca do algoritmo genético, porém maior será o tempo de processamento do próprio algoritmo.

Nas simulações realizadas para o sistema de 11 barras, por exemplo, foram utilizados vinte indivíduos para compor a população, e nas simulações para o sistema de 70 barras foram utilizadas populações com 10 indivíduos, visando diminuir o esforço computacional.

4.5.3.2 Codificação dos Indivíduos

Foi utilizado três bits para caracterizar o tipo e o tamanho do banco de capacitores a ser instalado. O primeiro bit identifica se o banco é fixo ou automático (1 – automático, 0 – fixo), os outros dois bits seguintes identificam o tamanho do banco como mostrado na Tabela 4.10, e a posição desta sequência de três bits dentro do indivíduo caracteriza a localização da instalação do banco em questão.

Tabela 4.10 – Codificação dos indivíduos.

1º Bit
0 - Fixo
1 - Automático
2º e 3º Bits
00 - 0 kvar
01 - 300 kvar
10 - 600 kvar
11 - 1200 kvar

Por exemplo, para um sistema de 11 barras o indivíduo é formado por 33 bits (três vezes o número de barras do sistema) como mostrado na Figura 4.9.

Indivíduo	1 0 1	0 1 0	0 0 0	1 0 0	1 1 0	0 1 1	0 1 0	1 1 1	0 1 0	1 0 0	0 0 1
Barras	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Figura 4.9 - Exemplo de um indivíduo para um sistema com 11 barras.

Pela codificação apresentada na Tabela 4.10, a interpretação do indivíduo apresentado na Figura 4.8 está apresentada na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Interpretação do Indivíduo pelo Algoritmo Genético.

Barra	Tipo do Banco	Valor do Banco [kvar]
1	Automático	300
2	Fixo	600
3	Fixo	0
4	Automático	0
5	Automático	600
6	Fixo	1200
7	Fixo	600
8	Automático	1200
9	Fixo	600
10	Automático	0
11	Fixo	300

4.5.3.3 Fluxo de Potência (Método da Soma das Potências)

O Fluxo de Potência utilizado no trabalho é o intitulado **Método da Soma das Potências** (BROADWATER, 1988), apresentado no Apêndice A. Este método de cálculo do fluxo de potência é extremamente eficiente quando se trabalha com uma rede puramente radial e fracamente malhada. A rede é representada por uma árvore orientada, onde a raiz corresponde à subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos ramais secundários que partem do tronco (COPPE/UFRJ, 2005).

O algoritmo consiste em estimar as tensões iniciais (depende dos patamares de carga – pesada, média ou leve – Tabela 4.6) e, partindo da extremidade da rede, calcula os valores dos fluxos nas linhas. A partir do resultado da potência obtida no nó raiz (primeira barra) e do valor da tensão conhecida neste nó, recalculam-se os valores de tensão até os

nós extremos. Este processo é repetido até que a diferença entre os valores de tensão entre duas iterações consecutivas não seja maior que um valor de tolerância pré-estabelecido.

4.5.3.4 Ajuste dos Capacitores Automáticos

Segundo orientações fornecidas pela Copel (COPEL, 1996), um banco de capacitores entra em operação quando a tensão da barra no qual o mesmo está conectado atinge magnitude de tensão menor ou igual a 0,96 pu. Por outro lado, quando a magnitude de tensão nessa barra atinge 1 pu o banco é desligado. Assim, deve-se tomar o cuidado de não se ligar o banco automático de tal modo que a tensão na barra supere 1 pu. Ou seja, deve-se verificar se a entrada do capacitor faz com que a tensão na barra ultrapasse 1 pu de magnitude de tensão. Para tanto, deve-se executar as seguintes etapas:

1. Identificar as barras onde o algoritmo alocou unidades capacitivas automáticas.
2. Verificar se a tensão nessas barras após a alocação dos bancos superou 1 pu. Em caso afirmativo o banco automático não deve ser ligado, caso contrário, o mesmo é ligado.

Após executar essas etapas realiza-se o ajuste definitivo e calcula-se o Fluxo de Carga para esse indivíduo.

4.5.3.5 Convergência do Algoritmo Desenvolvido

A convergência dos algoritmos genéticos é obtida quando se atingem o(s) critério(s) de parada definidos pelo programador. O critério de parada é o método utilizado para finalizar a execução dos algoritmos genéticos de tal forma a se obter um ponto ótimo. Na maioria dos casos não se pode afirmar com certeza se um ponto ótimo é um ótimo global.

Assim, existem vários critérios de parada que podem ser implementados, como os enumerados abaixo:

- a. Número máximo de gerações;
- b. Tempo de execução do algoritmo;

- c. A configuração encontrada não melhora durante um número específico de gerações;
- d. A melhor solução encontrada assume um valor próximo a um valor antes especificado.

Durante as simulações realizadas, o critério de parada adotado foi o número máximo de gerações, pois como se trata de um problema onde não se sabe realmente se a solução encontrada é a ótima, é importante primeiramente “testar” o algoritmo para verificar qual é o número mínimo de gerações que se pode usar para obter uma resposta.

4.5.3.6 Critérios de Seleção e os Operadores Genéticos

Um critério de seleção deve ser aplicado para que o conjunto inicial de indivíduos gere descendentes mais aptos. Para o problema de minimização em questão, um indivíduo com valor de *fitness* menor é considerado bem adaptado e, portanto, possui maiores chances de sobreviver podendo gerar um maior número de descendentes nas gerações subsequentes.

O método de seleção a ser utilizado nesse trabalho é o da **Roleta**, onde, cada indivíduo que compõe a população recebe uma probabilidade diretamente proporcional a seu valor da função objetivo, em relação à somatória do valor da função objetivo de todos os elementos da população. A *Roleta* permite que o indivíduo com maior valor da função objetivo tenha maior probabilidade de passar para a próxima geração (ver Figura 4.9).

Algumas dificuldades podem ser observadas na seleção por *Roleta*. Dentre elas podemos destacar a perda do melhor indivíduo durante o processo evolutivo, pois a probabilidade do melhor indivíduo ser selecionado não é igual a um, porém este fato pode ser resolvido quando se utiliza o operador elitismo (a ser descrito). A figura 4.10 a seguir mostra um exemplo de seleção pelo método da roleta, a tabela traz o valor da aptidão para cada indivíduo, sendo que quanto maior a aptidão, maior é a probabilidade de o indivíduo ser selecionado.

Tabela 4.12 - Exemplo de seleção pelo método da Roleta.

	Indivíduo	Aptidão	Aptidão Relativa
1	10110	2,23	0,14
2	11000	7,27	0,47
3	11110	1,05	0,07
4	01001	3,35	0,21
5	00110	1,69	0,11

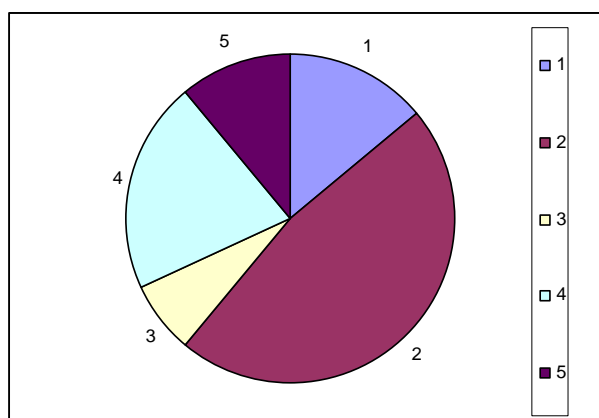


Figura 4.10 – Exemplo de Seleção pelo Método da Roleta.

Os operadores genéticos são utilizados para assegurar que a nova geração seja renovada, mas que de alguma forma mantenha as características da geração anterior fazendo com que a população se diversifique. O princípio básico dos operadores genéticos é transformar a população por meio de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório.

Os operadores genéticos utilizados são tratados a seguir:

(i) Mutação

Para esse estudo, foi usada uma mutação do tipo uniforme com **taxa de mutação de 0,01**. A mutação uniforme, conforme foi explicado anteriormente, consiste em substituir o gene selecionado do cromossomo por outro gene gerado aleatoriamente, segundo uma distribuição uniforme, entre os limites mínimo e máximo permitidos. Assim, é criada uma máscara, e esta máscara indica os genes a serem mutados.

(ii) Recombinação ou Cruzamento

O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante o processo reprodutivo, permitindo que as próximas gerações herdem essas características.

Para as simulações de sistemas pequenos, como o indivíduo é também de pequena dimensão opta-se pelo **cruzamento em dois pontos**. Já para sistemas maiores, o método de cruzamento utilizado é o **cruzamento uniforme** (ver Capítulo III, seção 3.5).

(iii) Elitismo

O elitismo consiste na preservação dos indivíduos mais aptos para as gerações seguintes, o usuário tem a escolha de configurar este operador genético de modo a escolher quantos melhores indivíduos serão passados para a geração seguinte.

Nesse trabalho optou-se pelo elitismo igual a **dois**, ou seja, os dois indivíduos mais aptos de uma geração são transferidos para a geração seguinte.

4.5.3.7 Criação de uma Nova População

A criação de uma nova população de indivíduos ou cromossomos é realizada de forma aleatória.

4.6 Análise de Sensibilidade e Inicialização

A fim de acelerar a convergência do algoritmo, foi desenvolvida uma análise de sensibilidade para o algoritmo alocar os capacitores nas barras mais sensíveis. Esta análise, segue três procedimentos que serão descritos a seguir.

Procedimento 1 (P_1) - Selecionar apenas as barras do tronco do alimentador para a alocação de BCs. O algoritmo aloca capacitores apenas nas barras do tronco do alimentador.

Procedimento 2 (P_2) - Análise Perdas x Q

Neste procedimento, foi analisada a sensibilidade de perdas em função da adição de potência reativa na rede, a fim de procurar as barras cuja adição de capacitores influencie

mais no sentido de reduzir as perdas elétricas, assim foi utilizada a formulação proposta em GALLEGO, MONTICELLI e ROMERO (2001), e descrita abaixo.

$$\frac{\partial Perdas}{\partial Q} = 2.\alpha_i.Q_i + \beta_i.P_i \quad (4.14)$$

sendo que

$$\alpha_i = r_{ij} \cdot \cos \left[\frac{\delta_i - \delta_j}{|V_i| \cdot |V_j|} \right] \quad (4.15)$$

$$\beta_i = r_{ij} \cdot \sin \left[\frac{\delta_i - \delta_j}{|V_i| \cdot |V_j|} \right] \quad (4.16)$$

onde

r_{ij} : resistência na linha i - j

$|V_i|$: magnitude de tensão na barra i

δ_i : defasagem angular da barra i .

Nessa análise, as barras mais propícias para a instalação dos bancos de capacitores, são as que apresentam um maior valor de $\frac{\partial Perdas}{\partial Q}$.

Procedimento 3 (P_3) - Análise Q x V

Através deste estudo de sensibilidade foi possível determinar as barras mais susceptíveis ao aumento da tensão, em função da colocação dos BCs no sistema. Esta formulação foi proposta por (SOUSA, 2003).

Sabe-se que:

$$\mathbf{S} = \text{diag}(\mathbf{V}) \cdot (\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V})^* \quad (4.17)$$

$$\mathbf{V} = \text{diag}(\mathbf{V}) \cdot e^{j\delta} \quad (4.18)$$

onde

\mathbf{S} : vetor de potência complexa, de dimensão nb (número de barras);

\mathbf{Y} : matriz de admitância de barra, de dimensão $(nb \times nb)$;

\mathbf{V} : vetor do fasor de tensão, de dimensão nb ;

δ : vetor de ângulos de fase das tensões nas barras, de dimensão nb .

\mathbf{V} : vetor do módulo de $\mathbf{V_c}$, de dimensão nb ;

A derivada $\frac{\partial \mathcal{S}}{\partial \mathbf{V}}$ é:

$$\frac{\partial \mathcal{S}}{\partial \mathbf{V}} = \text{diag}(\mathbf{V_c}) \mathbf{Y}^* \cdot \text{diag}(e^{-j\delta}) + \text{diag}(\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V_c}^*) \cdot \text{diag}(e^{j\delta}) \quad (4.19)$$

E,

$$\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} = \text{imaginário} \left[\text{diag}(\mathbf{V_c}) \mathbf{Y}^* \cdot \text{diag}(e^{-j\delta}) + \text{diag}(\mathbf{Y} \cdot \mathbf{V_c}^*) \cdot \text{diag}(e^{j\delta}) \right] \quad (4.20)$$

onde

\mathbf{Q} : vetor de potência reativa, de dimensão nb ;

As barras mais propícias à alocação de reativos são as barras que apresentam um valor de $\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}}$ menor.

A seleção das barras feita pelo algoritmo, a partir dos três procedimentos adotados foi feita da seguinte forma:

$$\text{Barras Sujeitas a Alocação} = [(P_2 \cup P_3) \cap (P_1)] \quad (4.21)$$

A formulação do problema pode se restringir a alocar unidades capacitivas de acordo com a escolha do usuário, ou seja,

- (i) em todas as barras do sistema,
- (ii) somente nas barras do tronco,
- (iii) nas barras do tronco com a opção de se retirar algumas barras pré-selecionadas ou que não estejam contidas na equação (4.21).

Depois da escolha do campo de busca do algoritmo (barras) é possível iniciar o algoritmo com indivíduos formados a partir das análises de sensibilidade ou não.

4.7 Análise Econômica

Uma análise econômica foi adicionada ao problema a fim de se obter indicadores de viabilidade.

Os símbolos utilizados nessa análise econômica são:

i : taxa de juros anual;

n : período de capitalização em anos;

P : valor presente, ou seja, quantia existente (ou equivalente) no período inicial;

F : valor futuro, ou seja, quantia existente (ou equivalente) em um período posterior ao período inicial;

A : valor de uma série uniforme de pagamentos.

Os indicadores de viabilidade são (MONTEIRO, 2006):

Taxa mínima de Atratividade (TMA) - Também denominada de taxa de desconto ou de custo de oportunidade do capital. A TMA é definida como a taxa de juros que o capital seria remunerado numa outra melhor alternativa de utilização, além do projeto em estudo. Projetos que apresentem indicadores de viabilidade positivos, mas que não forneçam esta taxa mínima de retorno não são considerados aplicações interessantes.

Valor Presente Líquido (VPL) – O Valor Presente Líquido de uma proposta de investimento é a soma algébrica, na data zero, dos saldos dos fluxos de caixa descontados à Taxa Mínima de Atratividade, conforme mostra a equação 4.24 abaixo.

$$VPL = -I + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4.22)$$

Taxa Interna de Retorno (TIR) - A TIR é a taxa de juros para qual o somatório do VPL do fluxo de caixa é nulo, no período de tempo adotado. Quando a TIR de um investimento for maior do que a TMA, o investimento é economicamente viável dentro do período de estudo. Da mesma forma, ao comparar duas alternativas de investimento, a que oferecer TIR mais elevada possibilita o retorno do capital investido em menos tempo. Assim, a TIR é a solução em i para a equação 4.23:

$$-I + A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = 0 \quad (4.23)$$

Tempo de Retorno (TR) - É o valor que expressa em quanto tempo ter-se-ia de volta o valor investido no projeto, descontado à taxa de juros. O TR é calculado utilizando a fórmula 4.24, a seguir:

$$TR = -\frac{\ln\left(1 - i \frac{I}{A}\right)}{\ln(1 + i)} \quad (4.24)$$

A seguir serão apresentados dois métodos comumente utilizados para se analisar a viabilidade de um empreendimento (MONTEIRO, 2006):

(i) Método do VPL

O projeto será viável se apresentar um VPL positivo, se o VPL for igual a zero é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto e, se o VPL for negativo deve-se rejeitar o projeto. Na escolha entre projetos alternativos, com o mesmo horizonte de tempo, a preferência recai sobre aquele com maior VPL positivo.

A desvantagem da análise através do método do VPL está na escolha da taxa mínima de atratividade (TMA), e deve-se considerar que a taxa de juros permanecerá constante durante a duração do projeto.

(ii) Método da TIR

Segundo este critério, um projeto será considerado viável se a sua TIR for igual ou maior que a TMA, assim quanto maior for a TIR mais atrativo é o projeto, se a TIR for igual à TMA é indiferente aceitar ou rejeitar o projeto, e se a TIR for menor que a TMA deve-se rejeitar o projeto.

A maior vantagem do método da TIR é apresentar como resultado o valor de uma taxa de juros, caracterizando-se como um indicador de rentabilidade, enquanto que o método do VPL pode ser considerado como um indicador de lucratividade (Métodos para a análise de fluxo de caixa – FGV).

Os parâmetros utilizados na análise econômica do projeto de alocação de capacitores em redes radiais de distribuição serão apresentados a seguir.

a) Investimento (I)

É o valor total dos BCs fixos e automáticos instalados no alimentador.

b) Taxa de Juros Anual (i)

Corresponde ao valor da taxa Selic de outubro de 2006 – 15,75%.

c) Série Uniforme de Pagamentos (A)

Corresponde a economia de energia elétrica com a redução das perdas elétricas e a economia com a regularização dos desvios e limites de tensão que estavam violados.

d) Período de Estudos (n)

Neste caso foi escolhido o período de estudo igual ao tempo de vida útil do equipamento instalado, 10 anos, assim o valor residual do equipamento é zero.

e) Valor Residual do Equipamento (VR)

É tomado como sendo zero, ou seja, o equipamento ao final de sua vida útil precisa necessariamente ser substituído.

f) Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Para efeito de análise, a taxa mínima de atratividade utilizada neste trabalho foi de 20%.

4.8 Considerações Finais

Esse capítulo teve como objetivo apresentar a formulação matemática do problema de alocação de banco de capacitores em redes de distribuição.

Diferentemente de outras formulações convencionais onde apenas se minimiza custo dos capacitores e perdas ativas, adicionou-se ao problema penalizações por violações de tensão, por quedas de tensão maiores que 4 % e otimização do distanciamento dos bancos através da minimização das correntes transitórias que surgem quando da energização dos capacitores alocados.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados para sistema de 11 e 70 barras.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

5.1 Introdução

A seguir serão mostrados os resultados fornecidos pela metodologia para sistemas de 11 barras e de 70 barras. O sistema de 11 barras foi utilizado, primeiramente, para se testar a formulação matemática e o comportamento dos Algoritmos Genéticos na resolução do problema, alocando-se banco de capacitores fixos e automáticos. A fim de se analisar a sensibilidade da metodologia desenvolvida, foram realizadas várias simulações alocando-se bancos fixos, que englobam diferentes combinações de critérios de otimização. O sistema de 70 barras (ALVES, 2005) foi modificado aumentando-se o seu carregamento em 50% a fim de torná-lo mais crítico em termos de perfil de tensão e perdas.

5.2 Sistema 11 Barras

A Figura 5.1 mostra a configuração do sistema com 11 barras e as Tabelas 5.1 e 5.2 mostram os dados de resistência e reatância da rede, e de cargas conectadas às barras.

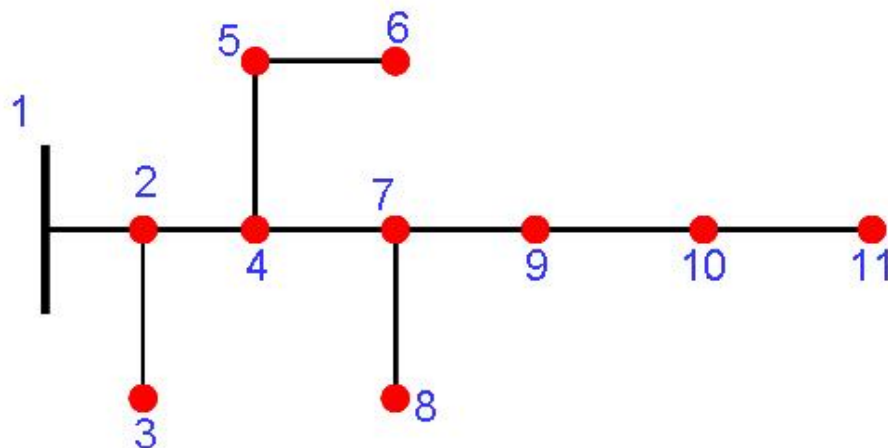


Figura 5.1 – Sistema 11 barras.

Tabela 5.1 – Dados de linhas para o sistema 11 barras.

De	Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Distância (km)
1	2	0,1730	0,2913	1,00
2	3	0,4350	0,1783	0,50
2	4	0,2595	0,4370	1,50
4	5	1,7400	0,7132	2,00
4	7	0,3460	0,5826	2,00
5	6	0,4350	0,1783	0,50
7	8	0,4350	0,1783	0,50
7	9	0,4350	0,7283	2,50
9	10	0,3460	0,5826	2,00
10	11	1,3050	0,5349	1,50

Tabela 5.2 – Dados de cargas para o sistema 11 barras.

Barra	P (kW)	Q (kvar)
1	0	0
2	500	218
3	800	349
4	600	262
5	100	44
6	400	174
7	1000	436
8	500	218
9	1200	523
10	600	262
11	300	131

A Tabela 5.3 mostra os parâmetros e os operadores genéticos utilizados para as simulações com o sistema de 11 barras, utilizando o algoritmo proposto.

Tabela 5.3 – Parâmetros da simulação para o sistema 11 Barras.

Tamanho da População	20 Indivíduos
População Inicial	Zero
Seleção	Roleta
Cruzamento	Em dois pontos
Mutação	Uniforme $TM = 0,01$
Elitismo	Dois
Critério de Parada	Nº de Gerações - 10.000

5.2.1 Resultados da Simulação para o Sistema 11 Barras

A Tabela 5.4 mostra os custos referentes às simulações sem a alocação de BCs e após a colocação dos BCs no sistema. Para esse sistema, alocaram-se 5 capacitores fixos, conforme Tabela 5.5. O algoritmo foi desenvolvido em MATLAB[®] versão 7.0, utilizando a *toolbox* “*Genetic Algorithm and Direct Search*” e levou em média 390 minutos para encerrar as 10.000 gerações em um computador AMD Sempron 2.4 GHz com 512MB de memória RAM.

Tabela 5.4 – Custos encontrados nas simulações para o sistema 11 Barras.

Custos	R\$
Custo das Perdas s/ Bancos	12.426.196,52
Custo das Perdas c/ Bancos	10.464.151,33
Custo da Violação dos limites de Tensão s/ Bancos	1.803.294,04
Custo da Violação dos limites de Tensão c/ Bancos	0,00
Custo do desvio de Tensão s/ Bancos	1.446.049,11
Custo do desvio de Tensão c/ Bancos	0,00
Custo dos Bancos Fixos	156.439,86
Custo dos Bancos Automáticos	0,00
Fitness s/ Bancos	15.675.539,67
Fitness c/ Bancos	10.620.591,19

Pela Tabela 5.5, percebe-se que com a alocação de banco de capacitores fixos, o custo com as perdas elétricas diminuiu em torno de 20 %, deixou de haver magnitudes de tensão fora dos limites operacionais e quedas de tensão maiores que 4%.

A partir das simulações foi possível notar um aumento do nível de tensão nas barras para todas as condições de carga. Para a condição de carga leve nos dias úteis existiam limites de tensão violados que foram restabelecidos após a colocação dos capacitores na rede. As Figuras 5.2 e 5.3, a seguir, apresentam o perfil de tensão ao longo do alimentador

para as condições de carga pesada nos dias úteis e para condição de carga leve nos dias úteis respectivamente.

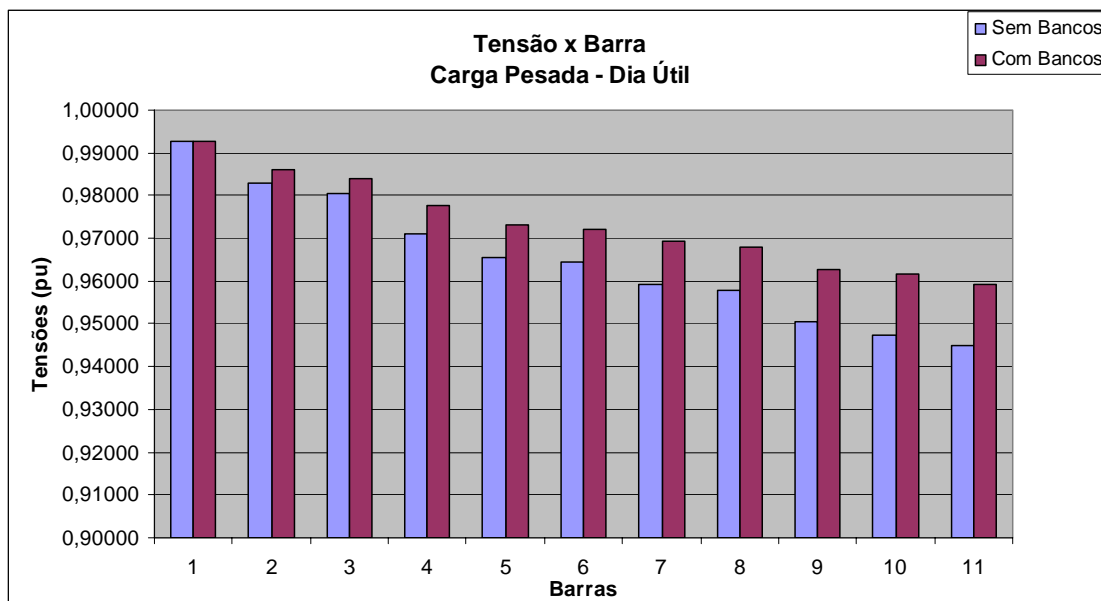


Figura 5.2 – Perfil de tensão para carga pesada nos dias úteis para o sistema 11 barras.

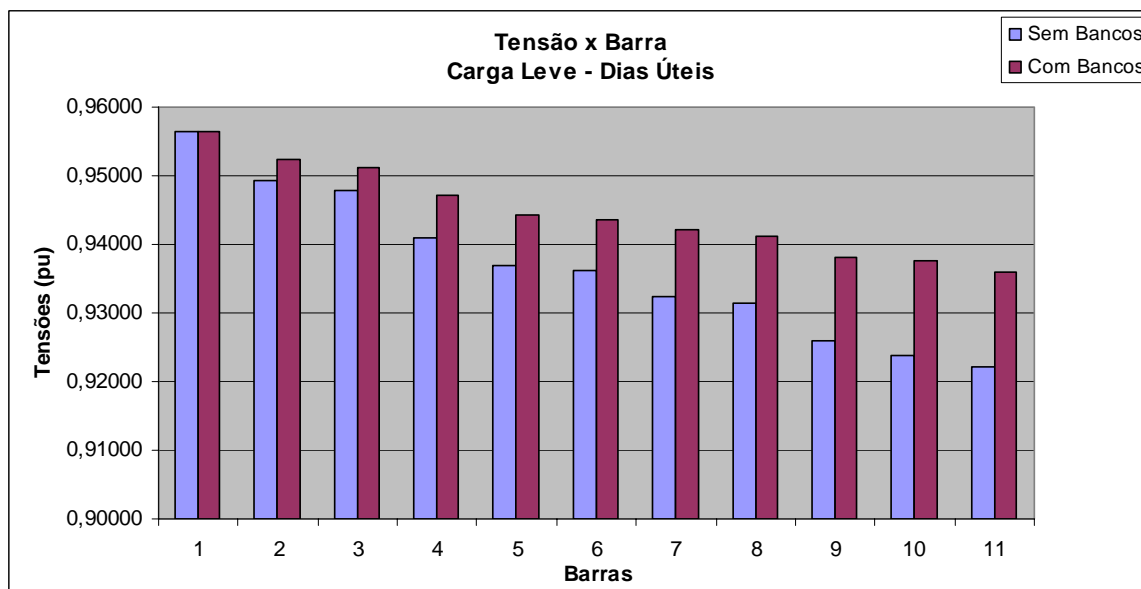


Figura 5.3 – Perfil de tensão para condição de carga leve nos dias úteis para o sistema 11 barras.

Somente a condição de carga leve aos domingos e feriados apresentou um aumento das perdas depois da inserção dos BCs, para todas as outras condições houve redução das perdas elétricas ao longo da rede. Para efeito de demonstração são apresentadas as Tabelas 5.5 e 5.6 que mostram o nível de tensão nas barras onde houve a alocação dos BCs e o

valor das perdas para as condições de carga pesada nos dias úteis e de carga leve nos domingos e feriados.

Tabela 5.5 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para a condição de carga pesada nos dias úteis para o sistema 11 barras.

Carga Pesada - Dia Útil				
Barra	Alocação (kvar)	Tipo	Tensão s/ Bancos (pu)	Tensão c/ Bancos (pu)
2	300	Fixo	0,9828	0,9860
3	300	Fixo	0,9806	0,9841
5	300	Fixo	0,9655	0,9732
7	600	Fixo	0,9591	0,9693
10	600	Fixo	0,9474	0,9617
Perdas s/ Bancos (pu)		0,13413		
Perdas c/ Bancos (pu)		0,11233		

Tabela 5.6 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para a condição de carga leve nos domingos e feriados para o sistema 11 barras.

Carga Leve - Domingos e feriados				
Barra	Alocação (kvar)	Tipo	Tensão s/ Bancos	Tensão c/ Bancos
2	300 Fixo	Fixo	0,9530	0,9561
3	300 Fixo	Fixo	0,9522	0,9555
5	300 Fixo	Fixo	0,9469	0,9543
7	600 Fixo	Fixo	0,9446	0,9545
10	600 Fixo	Fixo	0,9405	0,9544
Perdas s/ Bancos (pu)		0,016890		
Perdas c/ Bancos (pu)		0,017046		

Com relação aos desvios de tensão, em todas as condições de carga houve uma diminuição da queda de tensão ao longo do alimentador. Somente as condições de carga pesada e média nos dias úteis apresentavam barras com queda de tensão superiores a 4% antes da inserção dos BCs, porém, após a alocação dos BCs na rede, todas as barras apresentaram quedas de tensão inferiores a 4%. As Figuras 5.4 e 5.5 ilustram a queda de tensão ao longo do alimentador para as condições de carga pesada e média nos dias úteis respectivamente.

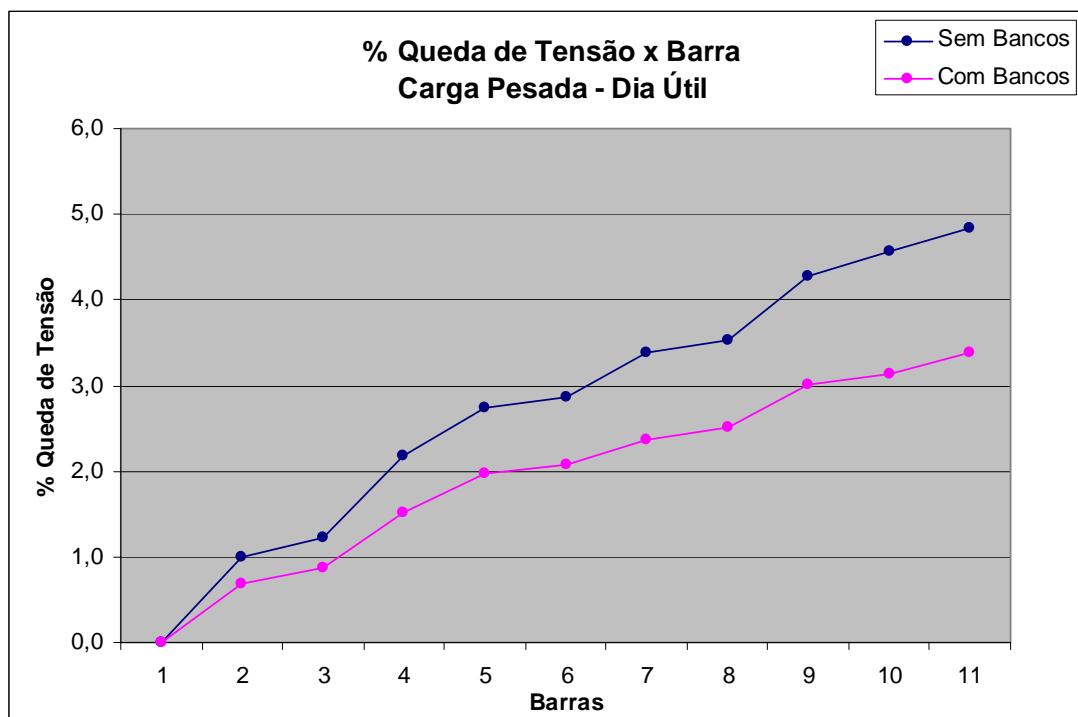


Figura 5.4 – Porcentagem da queda de tensão para carga pesada nos dias úteis para o sistema 11 barras.

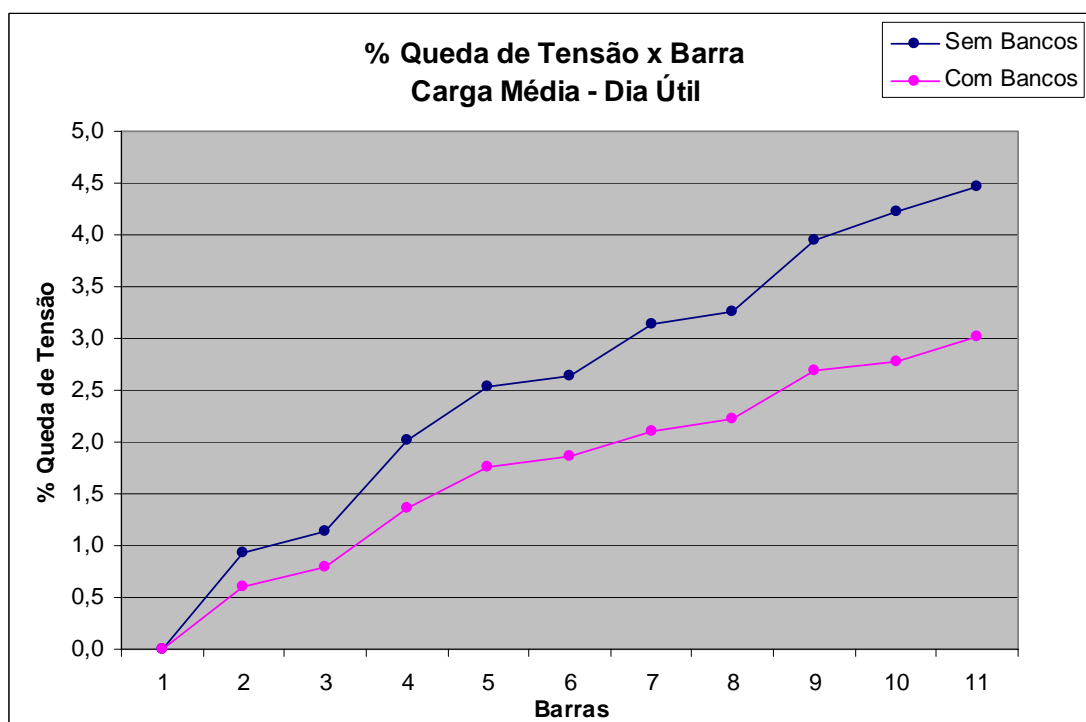


Figura 5.5 – Porcentagem da queda de tensão para condição de carga média nos dias úteis para o sistema 11 barras.

De um modo geral, os resultados foram satisfatórios, com diminuição das perdas (com exceção para a condição de carga leve aos domingos e feriados), melhora no perfil de tensão para todas as condições de carga, com restauração dos limites de tensão violados (carga leve, dia útil) e quedas de tensão (carga pesada e média nos dias úteis).

5.2.2 Estudo de Desempenho do Algoritmo Desenvolvido

Para o sistema de 11 barras foi feito um estudo de sensibilidade, utilizando somente bancos fixos e, portanto sem os critérios da corrente *Inrush*, onde foram realizadas 16 simulações conforme ilustrado na Tabela 5.7, que englobam diferentes combinações de critérios de otimização, descritos na seção 4.5 no Capítulo IV, a fim de se analisar o comportamento do algoritmo proposto. Os índices w 's da Tabela 5.6 podem ser zero ou um. Quando $w_c = 0$, por exemplo, o critério de minimização do custo dos capacitores não é levado em conta na composição da função objetivo, por outro lado, quando $w_c = 1$ esse índice entra na composição da função objetivo. Esta análise foi feita tomando a pior condição de carga que é carga pesada nos dias úteis. O resultado de alocação de bancos fixos para cada uma das 16 funções objetivo listadas abaixo serão apresentadas e analisadas a seguir. Para a simulação 16, vale a análise descrita anteriormente em 5.2.2 para as nove condições de carga. As perdas referentes a cada simulação compreende a soma das perdas para as nove condições de carga explicadas anteriormente.

Tabela 5.7 – Funções objetivo consideradas em cada simulação.

Simulação	w_c	w_d	w_p	w_v	Função Objetivo
1	0	0	0	0	$FO = 0$
2	0	0	0	1	$FO = \min [f4]$
3	0	0	1	0	$FO = \min [f1]$
4	0	0	1	1	$FO = \min [f1 + f4]$
5	0	1	0	0	$FO = \min [f3]$
6	0	1	0	1	$FO = \min [f3 + f4]$
7	0	1	1	0	$FO = \min [f1 + f3]$
8	0	1	1	1	$FO = \min [f1 + f2 + f4]$
9	1	0	0	0	$FO = \min [f2]$
10	1	0	0	1	$FO = \min [f2 + f4]$
11	1	0	1	0	$FO = \min [f1 + f2]$
12	1	0	1	1	$FO = \min [f1 + f2 + f4]$
13	1	1	0	0	$FO = \min [f2 + f3]$
14	1	1	0	1	$FO = \min [f2 + f3 + f4]$
15	1	1	1	0	$FO = \min [f1 + f2 + f3]$
16	1	1	1	1	$FO = \min [f1 + f2 + f3 + f4]$

onde

w_c : minimização ou não do custo dos capacitores;

w_d : minimização ou não do custo do desvio de tensão;

w_p : minimização ou não do custo das perdas;

w_v : minimização ou não do custo da violação dos limites de tensão;

$f1$: custo das perdas;

$f2$: custo de instalação dos capacitores fixos e automáticos;

$f3$: custo pelo queda de tensão;

$f4$: custo pela violação dos limites de tensão.

Para as simulações em que o custo da violação dos limites de tensão w_v , fez parte da função objetivo (simulações 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 e 16), o algoritmo conseguiu zerar a violação dos limites de tensão em todos os casos. No caso em que se buscava minimizar apenas o custo da violação dos limites de tensão (simulação 2), o algoritmo alocou quatro BCs, pois o custo dos capacitores não estava envolvido na função objetivo. Já no caso em que se pretendia minimizar o custo da violação dos limites de tensão e o custo dos

capacitores (simulação 10), o algoritmo alocou apenas um capacitor, o necessário para zerar o custo da violação dos limites de tensão. A Tabela 5.8 ilustra estas duas situações.

Nota-se que o algoritmo alocou um capacitor de 600 kvar para zerar o custo da violação dos limites de tensão, pois alocando um capacitor de 300 kvar ainda haveria violação dos limites de tensão.

Comparando a simulação 2 com a simulação 4, percebe-se que houve a alocação de um banco de 600 kvar a mais, além de uma diferente configuração geográfica dos bancos. O valor das perdas na simulação 2 foi maior que na simulação 4, isso porque na simulação 2 o custo das perdas não estava envolvido na função objetivo. A Tabela 5.9 abaixo mostra uma comparação entre as duas simulações.

Tabela 5.8 – Comparação entre as simulações 2 e 10.

Barra	Simulação 2	Simulação 10
1	0	0
2	0	0
3	300 kvar	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	300 kvar	0
9	600 kvar	0
10	0	0
11	300 kvar	600 kvar

Tabela 5.9 – Comparação entre simulações 2 e 4.

Barra	Simulação 2	Simulação 4
1	0	0
2	0	300 kvar
3	300 kvar	0
4	0	600 kvar
5	0	300 kvar
6	0	0
7	0	0
8	300 kvar	0
9	600 kvar	300 kvar
10	0	600 kvar
11	300 kvar	0
Perdas	0,48445 pu	0,48371 pu

Ao se analisar a simulações 2 e 6, percebe-se que em ambas, o algoritmo tornou zero tanto a violação dos limites de tensão quanto o desvio de tensão, porém com alocações de bancos e perdas diferentes. Já que o custo por desvio de queda de tensão é maior do que por violação de limites, a alocação dos bancos tendeu a ser mais semelhante (total de kvar) à simulação 5, onde apenas se minimiza o custo do desvio de queda de tensão. A Tabela 5.10 apresenta essas situações.

Tabela 5.10 – Comparação entre simulações 2, 5 e 6.

Barra	Simulação 2	Simulação 5	Simulação 6
1	0	0	0
2	0	0	300 kvar
3	300 kvar	0	600 kvar
4	0	600 kvar	0
5	0	1200 kvar	0
6	0		600 kvar
7	0	1200 kvar	1200 kvar
8	300 kvar	0	0
9	600 kvar	0	0
10	0	0	0
11	300 kvar	0	0
Perdas	0,48445 pu	0,60826 pu	0,51332 pu

Na simulação 8, como o custo das perdas passou a fazer parte da função objetivo, era esperado que o algoritmo conseguisse reduzir as perdas quando comparada com simulação 2, e foi isso que aconteceu, o algoritmo alocou o mesmo número de capacitores, porém utilizando uma configuração diferente, como está mostrado na Tabela 5.11 a seguir.

Tabela 5.11 – Comparação entre simulações 2 e 8.

Barra	Simulação 2	Simulação 8
1	0	0
2	0	0
3	300 kvar	300 kvar
4	0	600 kvar
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	300 kvar	600 kvar
9	600 kvar	600 kvar
10	0	0
11	300 kvar	0
Perdas	0,48445 pu	0,48385 pu

Comparando as simulações 4 e 12, percebe-se que o algoritmo tornou zero o custo da violação dos limites de tensão em todos os casos. Ao analisar as simulações 4 e 12, percebe-se que o custo dos capacitores foram iguais, mudando apenas a configuração dos bancos no sistema, o que fez com que as perdas diminuíssem na simulação 12. Ao analisar a simulação 8, vê-se que a quantidade de kvar instalado foi a mesma para as simulações 4, 8 e 12, sendo diferente apenas a quantidade e a configuração dos bancos. Ao comparar as perdas percebe-se que as perdas calculadas pelo algoritmo são muito parecidas diferindo apenas na terceira casa decimal. Estas situações estão expressas na Tabela 5.12 a seguir.

Tabela 5.12 – Comparação entre simulações 2, 8 e 12.

Barra	Simulação 4	Simulação 8	Simulação 12
1	0	0	0
2	300 kvar	0	600 kvar
3	0	300 kvar	0
4	600 kvar	600 kvar	300 kvar
5	300 kvar	0	0
6	0	0	0
7	0	0	300 kvar
8	0	600 kvar	0
9	300 kvar	600 kvar	600 kvar
10	600 kvar	0	300 kvar
11	0	0	0
Perdas	0,48371 pu	0,48385 pu	0,4805 pu
Custo dos Capacitores	R\$ 156.439,86	R\$ 137.247,37	R\$ 156.439,86

Para as simulações em que o custo do desvio de tensão fez parte da função objetivo (simulações 5, 6, 7, 8, 13, 14, 15 e 16), o algoritmo conseguiu zerar o desvio de tensão em todos os casos. No caso em que se buscava minimizar apenas o custo do desvio de tensão (simulação 5), o algoritmo alocou três BCs, pois o custo dos capacitores não estava envolvido na função objetivo. Já no caso em que se pretendia minimizar o custo do desvio de tensão e o custo dos capacitores (simulação 13), o algoritmo alocou apenas um capacitor, o necessário para zerar o custo do desvio de tensão. A Tabela 5.13 a seguir ilustra estas duas situações.

Tabela 5.13 – Comparação entre as simulações 5 e 13.

Barra	Simulação 5	Simulação 13
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	600 kvar	0
6	1200 kvar	0
7	0	0
8	1200 kvar	0
9	0	0
10	0	0
11	0	600 kvar

De forma similar ao caso da minimização do custo da violação dos limites de tensão, o algoritmo alocou um capacitor de 600 kvar para zerar o custo do desvio de tensão, pois alocando um capacitor de 300 kvar o desvio de tensão ainda não seria zero.

Comparando a simulação 5 com a simulação 7, percebe-se que quando só o custo do desvio de tensão fazia parte da função objetivo (simulação 5), o algoritmo alocou apenas três bancos, o necessário para levar o custo do desvio de tensão a zero. Quando o custo das perdas passou a fazer parte da função objetivo (simulação 7), o algoritmo alocou mais bancos, aumentando o custo dos capacitores, zerou o desvio de tensão e reduziu significativamente as perdas, como era esperado. A Tabela 5.14 apresenta essas situações.

Tabela 5.14 – Comparação entre as simulações 5 e 7.

Barra	Simulação 5	Simulação 7
1	0	0
2	0	0
3	0	300 kvar
4	0	300 kvar
5	600 kvar	300 kvar
6	1200 kvar	0
7	0	0
8	1200 kvar	300 kvar
9	0	300 kvar
10	0	600 kvar
11	0	0
Perdas	0,60826 pu	0,48171 pu

Ao analisar as simulações 5 e 14, percebe-se que na simulação 5 onde só se buscava a minimização do custo de desvio de tensão, o algoritmo alocou três BCs no meio do alimentador de modo a zerar o desvio de tensão. Quando se buscava a minimização do custo dos capacitores, do desvio de tensão e da violação dos limites de tensão, o algoritmo alocou apenas dois capacitores no final do alimentador, nas barras onde os limites de tensão poderiam ser violados. Assim quando comparada a simulação 14 com a simulação 5 percebe-se que houve uma redução no custo dos capacitores e nas perdas, o custo da violação dos limites de tensão e o custo do desvio de tensão foram também levados a zero em ambas as simulações. A Tabela 5.15 a seguir mostra estas duas situações.

Tabela 5.15 – Comparação entre as simulações 5 e 14.

Barra	Simulação 5	Simulação 14
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	600 kvar	0
6	1200 kvar	0
7	0	0
8	1200 kvar	0
9	0	0
10	0	300 kvar
11	0	300 kvar
Perdas	0,60826 pu	0,51282 pu
Custo dos Capacitores	R\$ 137.503,97	R\$ 55.664,24

Ao analisar as simulações 13 e 14, percebe-se que como na simulação 13 só se buscava a minimização do custo dos capacitores e do custo do desvio de tensão, o algoritmo alocou apenas um banco de 600 kvar, o necessário para zerar o desvio de tensão, mas não a violação dos limites de tensão. Caso fosse alocado um capacitor de 300kvar na mesma posição, o custo do desvio de tensão não seria zero. Na simulação 14 o algoritmo precisou alocar dois bancos de 300 kvar no final do alimentador para zerar tanto o desvio de tensão como a violação dos limites de tensão. Na simulação 15 vê-se que, como agora as perdas entraram na função objetivo, o algoritmo alocou mais bancos a fim de reduzi-las. Tanto o custo do desvio de tensão como o custo da violação dos limites de tensão foram

zerados na simulação 15. A Tabela 5.16 a seguir mostra a comparação entre as três simulações explicadas acima.

Tabela 5.16 – Comparação entre as simulações 13, 14 e 15.

Barra	Simulação 13	Simulação 14	Simulação 15
1	0	0	0
2	0	0	600 kvar
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	300 kvar
6	0	0	0
7	0	0	600 kvar
8	0	0	0
9	0	0	300 kvar
10	0	300 kvar	300 kvar
11	600 kvar	300 kvar	0
Perdas	0,52528 pu	0,51282 pu	0,47929 pu
Custo dos Capacitores	R\$ 36.471,75	R\$ 55.664,24	R\$ 156.439,86

Ao analisar os resultados da simulação 3 e da simulação 11, vê-se que o algoritmo alocou cinco bancos, três de 600 kvar e dois de 300 kvar (simulação 3). No caso em que se buscava minimizar o custo das perdas e o custo dos capacitores (simulação 11), o algoritmo alocou também cinco BCs, porém três de 300 kvar e dois de 600 kvar fazendo com que as perdas aumentassem e o custo dos capacitores diminuísse. Estas situações estão apresentadas na Tabela 5.17 a seguir.

Tabela 5.17 – Comparação entre as simulações 3 e 11.

Barra	Simulação 3	Simulação 11
1	0	0
2	600 kvar	600 kvar
3	0	0
4	0	0
5	300 kvar	300 kvar
6	0	0
7	600 kvar	300 kvar
8	0	0
9	600 kvar	300 kvar
10	0	0
11	300 kvar	300 kvar
Perdas	0,48125 pu	0,48373 pu

Para as simulações em que não importava o custo dos capacitores (simulações 1 a 8), o algoritmo alocou muitos bancos visando reduzir os valores dos outros custos envolvidos. Nos casos em que o custo dos BCs entrou na função objetivo, o algoritmo alocou menos unidades ou unidades menores e mais baratas. Estas situações podem ser percebidas nas simulações 9 a 16.

Para as simulações em que o custo das perdas fez parte da função objetivo (simulações 3, 4, 7, 8, 11, 12, 15, 16) é possível perceber que as alocações foram semelhantes, tendo em média cinco bancos distribuídos ao longo do alimentador, somente nas simulações 7 e 8 o algoritmo alocou seis e quatro bancos respectivamente. Tanto o custo do desvio de tensão quanto o custo da violação dos limites de tensão tornaram-se zero após a colocação dos capacitores.

Ao comparar a simulação 3 com a simulação 15, percebe-se que o algoritmo alocou o mesmo número de capacitores, cinco em ambas as simulações, diferindo somente no valor e na posição geográfica bancos alocados. Na simulação onde somente o custo das perdas fazia parte da função objetivo (simulação 3) as perdas realmente foram menores como era esperado. Quando o custo dos capacitores entrou na função objetivo, o algoritmo alocou um banco de 300 kvar ao invés de um banco de 600 kvar, fazendo com que o custo com os bancos diminuísse. Tanto o custo do desvio de tensão como o custo da violação dos limites de tensão foram levados à zero nas duas simulações. A Tabela 5.18 abaixo mostra o resultado da alocação para as duas simulações.

Tabela 5.18 – Comparação entre as simulações 3 e 15.

Barra	Simulação 3	Simulação 15
1	0	0
2	600 kvar	600 kvar
3	0	0
4	0	0
5	300 kvar	300 kvar
6	0	0
7	600 kvar	600 kvar
8	0	0
9	600 kvar	300 kvar
10	0	300 kvar
11	300 kvar	0
Perdas	0,48125 pu	0,47929 pu
Custo dos Capacitores	R\$ 165.079,49	R\$ 156.439,86

Ao analisar a simulação 9 onde somente o custo dos capacitores fazia parte da função objetivo, o algoritmo logicamente não alocou nenhuma unidade capacitiva, o que fez com que as perdas fossem grandes e tanto os desvios de tensão, quanto a violação dos limites de tensão fossem diferentes de zero. A Tabela 5.19 mostra os resultados da simulação 9.

Tabela 5.19 – Resultados da simulação 9.

Barra	Simulação 9
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	0
Perdas	0,56741 pu
Custo das Perdas	R\$ 12.426.196,52
Custo dos Capacitores	R\$ 0
Custo do Desvio de Tensão	R\$ 1.446.049,11
Custo da Violação dos Limites de Tensão	R\$ 1.803.294,04

Pode-se concluir que quando se desejava apenas minimizar desvios de tensão sem se atrelar a minimização de custo dos capacitores e perdas, obtiveram-se alocações de capacitores em mais barras. No entanto, ao se adicionar a minimização de custo de capacitores, houve uma redução drástica do número de capacitores alocados, que foi o mínimo necessário para melhorar o perfil de tensão ao menor custo. Esses resultados são condizentes ao esperado pela metodologia.

Ao se adicionar a minimização das perdas juntamente com melhora de perfil de tensão, houve um aumento e espalhamento da alocação dos bancos ao longo do sistema, o que também é de se esperar, pois para se diminuir as perdas é necessário suprir potência reativa o mais localmente possível. Por outro lado, já que o ganho de receita pela diminuição das perdas é muito grande, mesmo a adição do custo dos capacitores não afetou significativamente o custo da alocação, pois, além da redistribuição dos bancos entre as

barras, apenas se reduziu o tamanho de um dos capacitores de 600 kvar para 300 kvar, como mostrado na Tabela 5.20.

Tabela 5.20 – Comparação entre simulações 8 e 16.

Barra	Simulação 8	Simulação 16
1	0	0
2	0	300 kvar
3	300 kvar	300 kvar
4	600 kvar	0
5	0	300 kvar
6	0	0
7	0	600 kvar
8	600 kvar	0
9	600 kvar	0
10	0	600 kvar
11	0	0
Perdas	0,48385 pu	0,47983 pu

5.3 Sistema 70 Barras

A Figura 5.6 apresenta a configuração do sistema com 70 barras. Os dados das linhas e das cargas conectadas às barras, encontram-se no Apêndice C. O sistema foi simulado usando todas as barras do sistema para a alocação, pois a rede apresentava tensões baixas nas barras fora do tronco, em ramais secundários em especial nas barras 60 a 66. Estas barras apresentam as mais baixas tensões do sistema devido à proximidade com a barra 61 que suporta a maior carga do sistema.

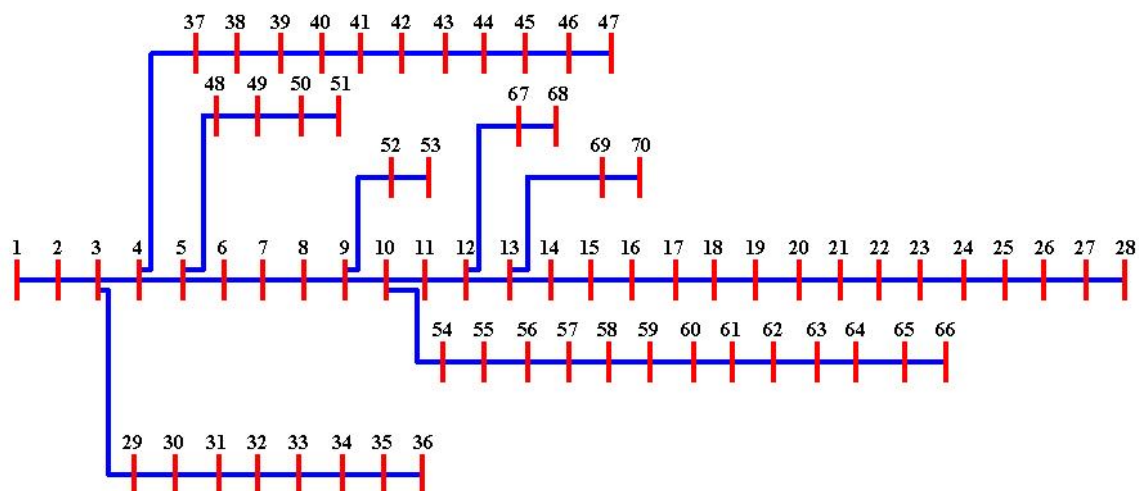


Figura 5.6 – Sistema 70 barras.

A Tabela 5.21 apresenta os parâmetros e os operadores genéticos utilizados para as simulações com o sistema de 70 barras. O algoritmo foi desenvolvido em MATLAB[®] versão 7.0, utilizando a *toolbox* “*Genetic Algorithm and Direct Search*” e levou em média 835 minutos para encerrar as 1.000 gerações em um computador AMD Sempron 2.4 GHz com 512MB de memória RAM. Porém o critério de parada utilizado encerra o algoritmo, se o valor da função objetivo não se alterar por 100 gerações o que levou em média 346 minutos.

Tabela 5.21 – Parâmetros da simulação para o sistema 70 Barras.

População Inicial	Zero
Seleção	Roleta
Cruzamento	Disperso
Mutação	Uniforme TM = 0,01
Elitismo	Dois
Critério de Parada	Máximo - 1.000 gerações

A fim de se avaliar o número de indivíduos que devem ser considerados no processamento, serão apresentados os resultados para o sistema de 70 barras utilizando-se 10 e 20 indivíduos.

5.3.1 Resultados da Simulação para o Sistema 70 Barras Utilizando Configuração com 20 Indivíduos

As simulações apresentadas nesta seção foram feitas utilizando uma população formada por 20 indivíduos. Da mesma forma como foram apresentados os resultados para o sistema de 11 barras, primeiramente serão mostrados os custos referentes às simulações sem a alocação de BCs e após a colocação dos BCs no sistema, estes custos representam a soma dos custos para as nove condições de carga. A Tabela 5.22 mostra estes dados.

Tabela 5.22 – Custos encontrados nas simulações para o sistema 70 Barras.

Custos	R\$
Custo das Perdas s/ Bancos	477.109.328,95
Custo das Perdas c/ Bancos	319.887.182,07
Custo da Violação dos limites de Tensão s/ Bancos	19.060.363,35
Custo da Violação dos limites de Tensão c/ Bancos	302.212,38
Custo do desvio de Tensão s/ Bancos	151.921.691,07
Custo do desvio de Tensão c/ Bancos	65.158.773,59
Custo dos Bancos Fixos	231.296,59
Custo dos Bancos Automáticos	119.135,99
Somatório das Correntes <i>Inrush</i> em [A]	143.046,3379 A
Custo das Correntes <i>Inrush</i>	1.430.463,37
Fitness s/ Bancos	648.091.382,78
Fitness c/ Bancos	386.942.131,43

Pela Tabela 5.22, observa-se que a alocação dos bancos proporcionou uma diminuição no custo das perdas na ordem de 32% (cerca de R\$ 150.000.000,00) gastando-se R\$ 350.432,58 com a instalação dos capacitores, tanto os limites quanto os desvios de tensão foram diminuídos depois da instalação dos BCs.

A partir das simulações foi possível notar um aumento do nível de tensão nas barras para todas as condições de carga. Para todas as condições de carga existiam limites de tensão violados. Após a colocação dos capacitores na rede estes limites foram restabelecidos para as condições de carga média nos dias úteis, sábados e domingos; e para as condições de carga leve nos sábados e domingos. As Figuras 5.7 e 5.8, a seguir, apresentam o perfil de tensão ao longo do alimentador para as condições de carga pesada nos dias úteis, onde não houve restabelecimento dos limites, e para condição de carga leve nos domingos e feriados, onde os limites foram restabelecidos, respectivamente.

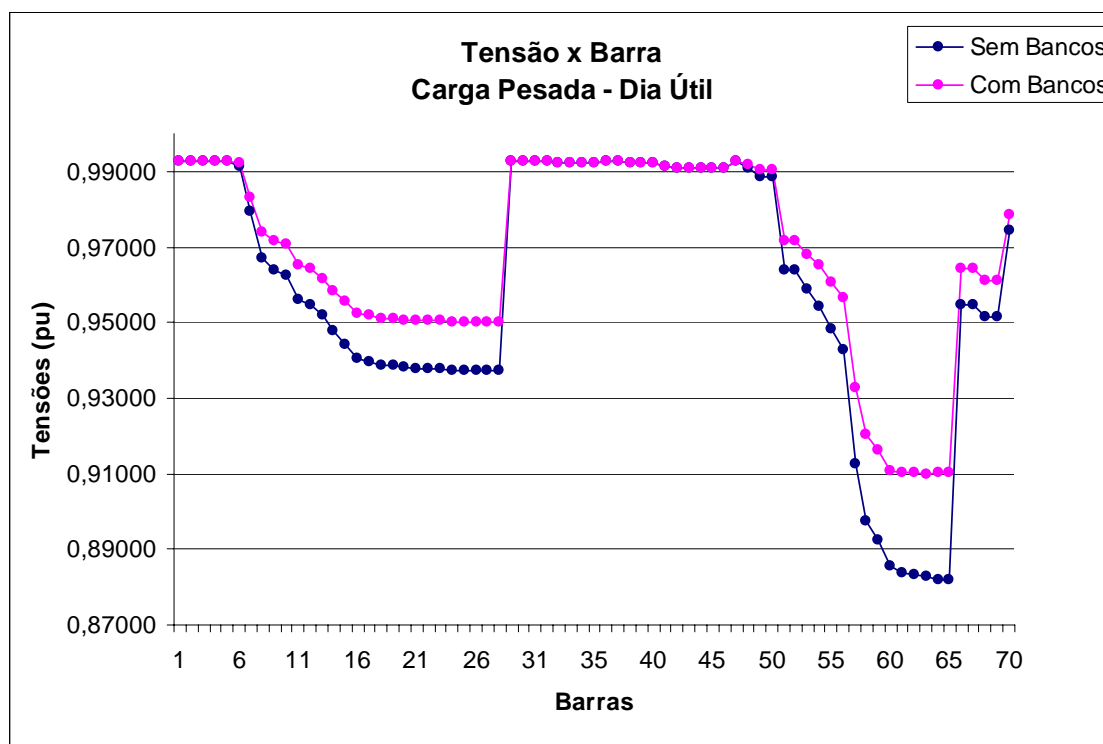


Figura 5.7 – Perfil de tensão no alimentador para a condição de carga pesada nos dias úteis para o sistema 70 barras.

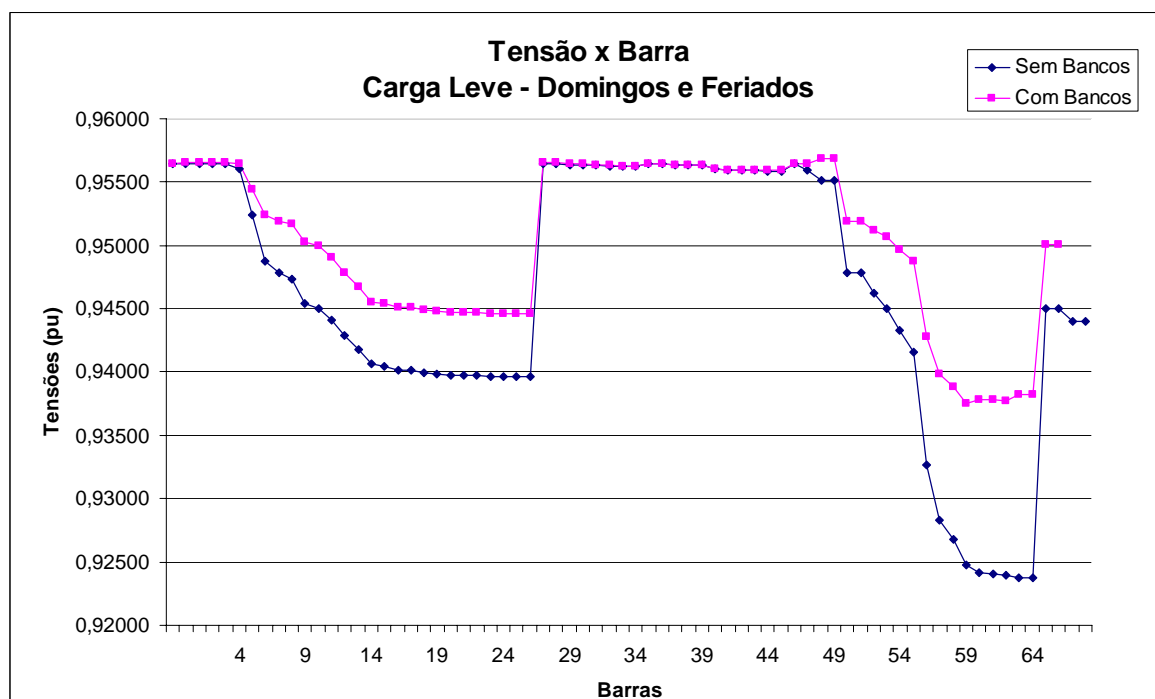


Figura 5.8 – Perfil de tensão no alimentador para a condição de carga leve nos sábados para o sistema 70 barras.

Somente a condição de carga média nos domingos e feriados apresentou um aumento das perdas depois da inserção dos BCs, para todas as outras condições houve redução das perdas elétricas ao longo da rede. Para efeito de demonstração são apresentadas as Tabelas 5.23 e 5.24 que mostram o nível de tensão nas barras onde houve a alocação dos BCs e o valor das perdas para as condições de carga pesada nos dias úteis e de carga média nos domingos e feriados respectivamente.

Tabela 5.23 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para a condição de carga pesada nos dias úteis para o sistema 70 barras.

Barra	Alocação (kvar)	Tensão s/ Bancos (pu)	Tensão c/ Bancos (pu)
4	600 Fixo	0,9927	0,9928
23	300 Auto	0,9376	0,9504
29	300 Fixo	0,9927	0,9928
50	300 Fixo	0,9885	0,9904
55	300 Fixo	0,9543	0,9650
58	300 Auto	0,9125	0,9327
61	300 Fixo	0,8855	0,9106
62	300 Fixo	0,8835	0,9104
63	600 Auto	0,8832	0,9103
65	300 Fixo	0,8821	0,9101
68	300 Fixo	0,9548	0,9643
Perdas s/ Bancos (pu)		0,37022	
Perdas c/ Bancos (pu)		0,23845	

Tabela 5.24 – Tensão nas barras onde houve alocação de reativos para a condição de carga média nos domingos e feriados para o sistema 70 barras.

Barra	Alocação (kvar)	Tensão s/ Bancos (pu)	Tensão c/ Bancos (pu)
4	600 Fixo	0,97825	0,97831
23	300 Auto	0,94918	0,96148
29	300 Fixo	0,97825	0,97832
50	300 Fixo	0,97597	0,97779
55	300 Fixo	0,95824	0,96845
58	300 Auto	0,93663	0,96845
61	300 Fixo	0,92272	0,94647
62	300 Fixo	0,92168	0,94728
63	600 Auto	0,92150	0,94737
65	300 Fixo	0,92096	0,94762
68	300 Fixo	0,95833	0,96749
Perdas s/ Bancos (pu)		0,072437	
Perdas c/ Bancos (pu)		0,084078	

Com relação aos desvios de tensão, em todas as condições de carga houve uma diminuição da queda de tensão ao longo do alimentador. Somente as condições de carga leve nos sábados e domingos e feriados não existiam desvios de tensão, ou seja, todas as barras apresentaram quedas de tensão inferiores a 4% antes mesmo da inserção dos capacitores na rede. Para as condições de carga pesada os desvios de tensão diminuíram, porém não foram restabelecidos e algumas barras ainda apresentaram quedas de tensão maiores do que 4%. Para condições de carga média e de carga leve nos dias úteis os desvios de tensão forma restabelecidos, ou seja, todas as barras apresentaram quedas de tensão inferiores a 4% após a alocação dos BCs na rede. As Figuras 5.9, 5.10 e 5.11 ilustram a queda de tensão ao longo do alimentador para as condições de carga pesada e média nos dias úteis, e de carga leve nos domingos e feriados respectivamente.

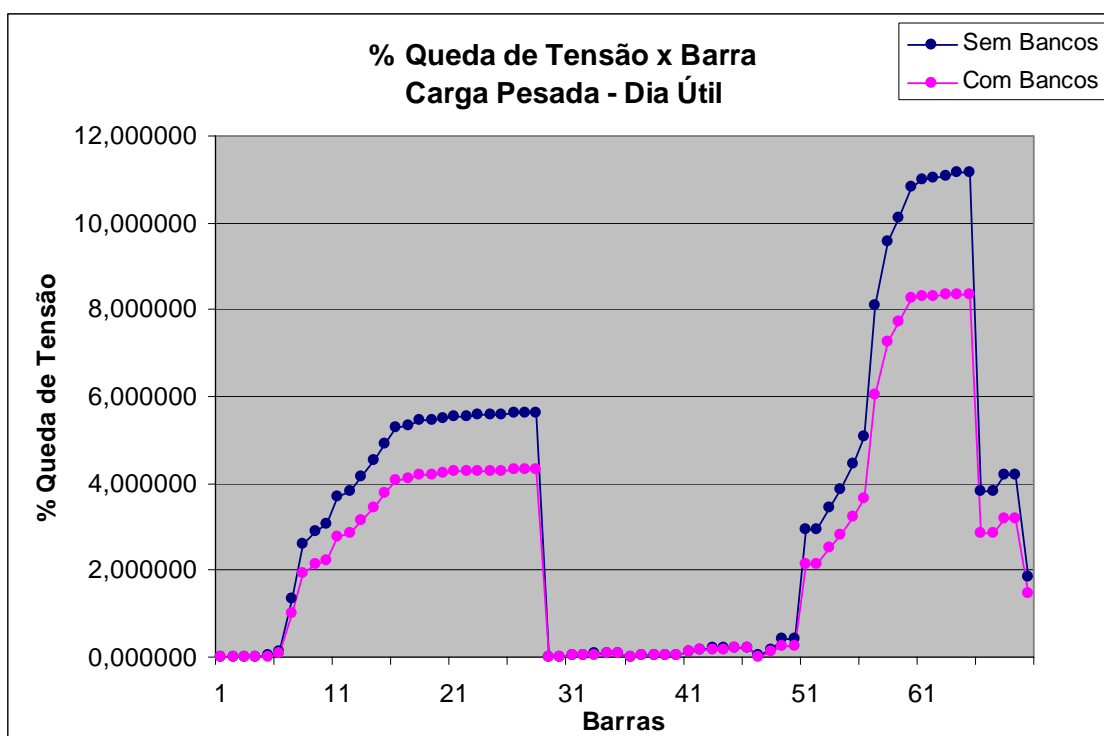


Figura 5.9 – Porcentagem da queda de tensão no alimentador para a condição de carga pesada nos dias úteis para o sistema 70 barras.

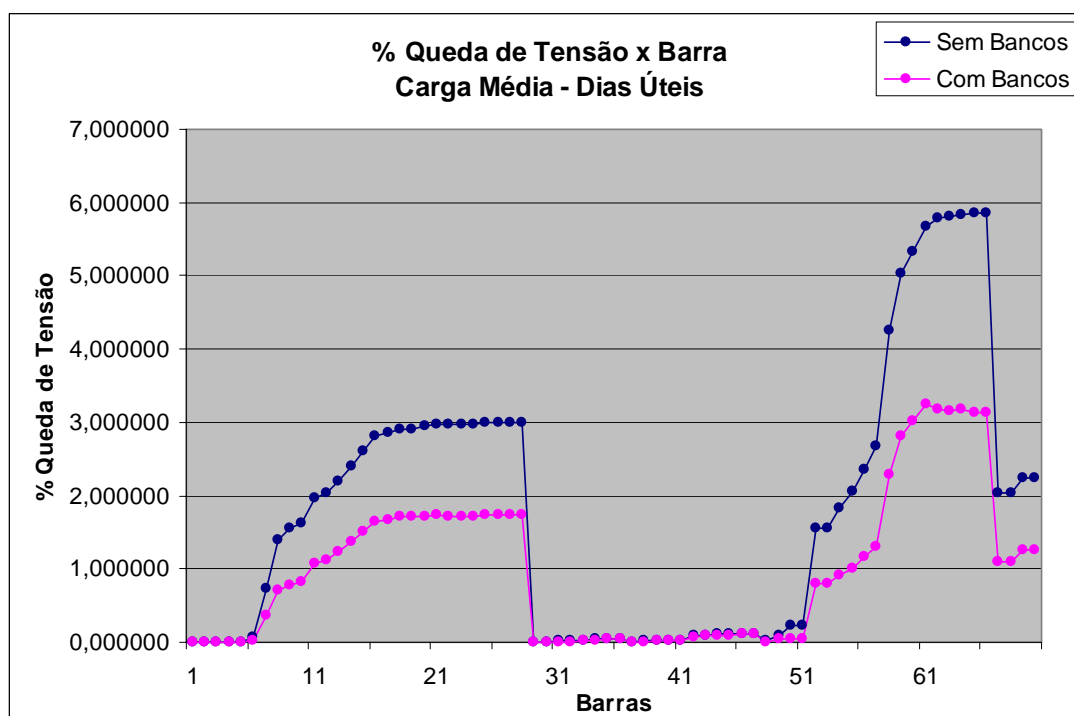


Figura 5.10 – Porcentagem da queda de tensão no alimentador para a condição de carga média nos dias úteis para o sistema 70 barras.

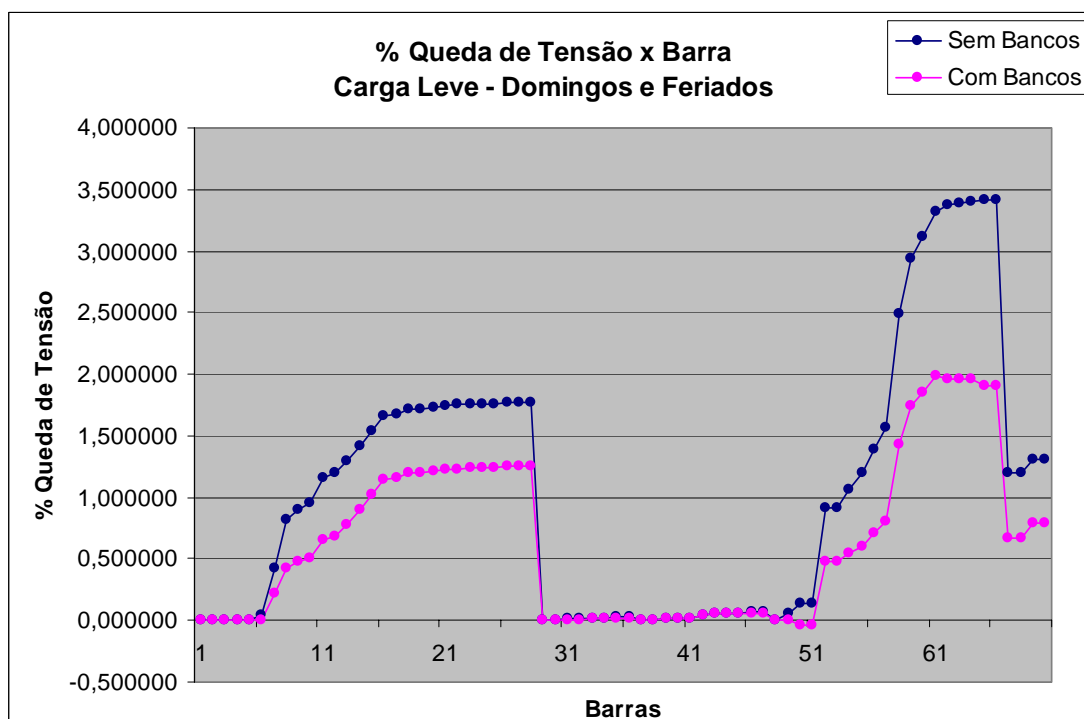


Figura 5.11 – Porcentagem da queda de tensão no alimentador para a condição de carga leve nos domingos e feriados para o sistema 70 barras.

De um modo geral, os resultados foram satisfatórios, com diminuição das perdas (com exceção para a condição de carga média aos domingos e feriados), melhora no perfil de tensão para todas as condições de carga, com restauração dos limites de tensão violados (carga média, e carga leve nos sábados, domingos e feriados) e quedas de tensão (carga média e carga leve nos dias úteis).

5.3.2 Resultados da Simulação para o Sistema 70 Barras Utilizando Configuração com 10 Indivíduos

Diminuindo o número de indivíduos utilizados foram feitas novas simulações. Primeiramente serão mostrados os custos referentes às simulações sem a alocação de BCs e após a colocação dos BCs no sistema, estes custos representam a soma dos custos para as nove condições de carga. A Tabela 5.25 apresenta estes dados.

Os parâmetros e os operadores genéticos utilizados para estas simulações são os mesmos utilizados em 5.3.1 e estão apresentados na Tabela 5.20.

Tabela 5.25 – Custos encontrados nas simulações para o sistema 70 Barras utilizando configuração com 10 indivíduos.

Custos	R\$
Custo das Perdas s/ Bancos	477.109.328,95
Custo das Perdas c/ Bancos	335.083.635,31
Custo da Violação dos limites de Tensão s/ Bancos	19.060.363,35
Custo da Violação dos limites de Tensão c/ Bancos	5.930.757,99
Custo do desvio de Tensão s/ Bancos	151.921.691,07
Custo do desvio de Tensão c/ Bancos	90.832.364,74
Custo dos Bancos Fixos	189.676,71
Custo dos Bancos Automáticos	119.135,99
Somatório das Correntes <i>Inrush</i> em [A]	175.493,10
Custo das Correntes <i>Inrush</i>	1.754.931,05
Fitness s/ Bancos	648.091.382,78
Fitness c/ Bancos	433.910.501,80

Pela Tabela 5.25, observa-se que houve aumento de todos os custos envolvidos ao se comparar com resultados apresentados na Tabela 5.21s, pois a configuração apresentada pelo algoritmo neste caso foi diferente da alocação utilizando 20 indivíduos. A Tabela 5.26

apresenta uma comparação entre os valores encontrados para os BCs utilizando 20 e 10 indivíduos.

Tabela 5.26 – Comparação da alocação encontrada para simulação com 20 e 10 indivíduos.

Barra	20 Indivíduos	Barra	10 Indivíduos
4	600 Fixo	3	1200 Fixo
23	300 Auto	9	300 Fixo
29	300 Fixo	20	300 Auto
50	300 Fixo	29	300 Fixo
55	300 Fixo	53	300 Fixo
58	300 Auto	55	300 Auto
61	300 Fixo	60	300 Fixo
62	300 Fixo	65	600 Auto
63	600 Auto	68	300 Fixo
65	300 Fixo		
68	300 Fixo		

Quando se utilizou 10 indivíduos nas simulações percebe-se que os resultados apresentados são piores do que nas simulações com 20 indivíduos, pois quase todos os custos aumentaram quando se utilizou 10 indivíduos nas simulações, isto provavelmente vem do fato de que com 20 indivíduos existem mais alternativas para o algoritmo avaliar, uma vez que o número de gerações foi mantido igual a 1.000 nas duas simulações.

Outro fator importante é o tempo computacional. Ao se utilizar 10 indivíduos o algoritmo levou em média 459 minutos para encerrar as 1.000 gerações em um computador AMD Sempron 2.4 GHz com 512MB de memória RAM, o que seria um pouco mais da metade do tempo gasto pelo mesmo algoritmo para encerrar as 1.000 gerações quando utilizaram-se 20 indivíduos.

O critério de parada utilizado nesta simulação foi o mesmo utilizado em 5.3.1, ou seja, o algoritmo encerra se o valor da função objetivo não se alterar por 100 gerações o que levou em média 297 minutos, em comparação com as simulações apresentadas em 5.3.1 percebe-se que o tempo foi um pouco menor e não um pouco mais da metade do tempo de processamento gasto em 5.3.1 como era esperado. Isso porque, como se utilizou menos indivíduos, o algoritmo precisou processar mais gerações para encerrar.

5.4 Análise da Corrente *Inrush*

A fim de se verificar a atuação do critério de minimização das correntes *Inrush*, simulou-se o sistema de 70 barras sem esse critério para compará-lo com os resultados apresentados em 5.3, com minimização das correntes *Inrush*. A Tabela 5.27 apresenta as alocações e magnitudes de tensão antes de após a alocação dos bancos para **Carga Pesada e Dias Úteis**. As perdas totais antes da alocação dos capacitores eram de 0,33816 pu, após a alocação, 0,37022 pu. O custo dos capacitores alocados foi de R\$ 455.780,81.

Percebe-se que quando o custo relativo às correntes *inrush* fazia parte da função objetivo, o algoritmo alocou os capacitores de forma mais espaçada e menos capacitores automáticos, visando à redução das correntes *Inrush*.

Tabela 5.27 – Alocação de Reativos para o sistema 70 barras sem minimização de correntes *Inrush*

Barra	Alocação (kvar)	Tensão s/ Bancos (pu)	Tensão c/ Bancos (pu)
5	1200 Fixo	0,9928	0,9926
6	600 Auto	0,9923	0,9915
8	300 Fixo	0,9748	0,9669
23	300 Auto	0,9514	0,9376
49	300 Fixo	0,9920	0,9910
50	300 Auto	0,9908	0,9885
57	300 Auto	0,9580	0,9426
58	300 Auto	0,9343	0,9125
60	300 Fixo	0,9178	0,8923
61	300 Fixo	0,9121	0,8855
62	300 Fixo	0,9115	0,8835
63	600 Auto	0,9113	0,8832
68	300 Fixo	0,9653	0,9548

Quando o custo relativo às correntes *Inrush* foi retirado da função objetivo, o algoritmo alocou três bancos de capacitor automático a mais e as unidades foram arranjadas mais próximas umas das outras. As Tabelas 5.28 e 5.29 mostram o valor das correntes *Inrush* calculadas com o critério de minimização das correntes *Inrush* e a distância entre as barras onde houve alocação de capacitores

Tabela 5.28 – Correntes *Inrush* utilizando o critério da minimização das correntes *Inrush*.

Com o Critério de Minimização Inrush			
Barra	Corr. <i>Inrush</i> - Carga Pesada	Corr. <i>Inrush</i> - Carga Média	Alocação (kvar)
4	-	-	600 Fixo
23	4.685,8 A	4.702,5 A	300 Auto
29	-	-	300 Fixo
50	-	-	300 Fixo
55	-	-	300 Fixo
58	6.405,9 A	6.463,6 A	300 Auto
61	-	-	300 Fixo
62	-	-	300 Fixo
63	12.522,1 A	12.716,4 A	600 Auto
65	-	-	300 Fixo
68	-	-	300 Fixo
Somatório das Correntes <i>Inrush</i> = 158.299,9948 A			

Tabela 5.29 – Distâncias entre barras utilizando o critério da minimização das correntes *Inrush*.

Barra	Dist. entre Barras (km)
4 - 23	19,0
23 - 29	21,0
29 - 50	6,0
50 - 55	10,0
55 - 58	3,0
58 - 61	3,0
61 - 62	1,0
62 - 63	1,0
63 - 65	2,0
65 - 68	16,0

E, as Tabelas 5.30 e 5.31 mostram o valor das correntes *Inrush* calculadas sem o critério de minimização das correntes *Inrush* e a distância entre as barras onde houve alocação de capacitores. Todos os valores de corrente *Inrush* foram calculados para os dias úteis.

Tabela 5.30 – Correntes *Inrush* sem o critério da minimização das correntes *Inrush*.

Sem o Critério de Minimização <i>Inrush</i>			
Barra	Corr. <i>Inrush</i> - Carga Pesada	Corr. <i>Inrush</i> - Carga Média	Alocação (kvar)
5	-	-	1200 Fixo
6	28.835,6 A	28.631,8 A	600 Auto
8	-	-	300 Fixo
23	25.184,9 A	25.274,2 A	300 Auto
49	-	-	300 Fixo
50	15.846,2 A	15.742,5 A	300 Auto
57	7.083,8 A	7.102,4 A	300 Auto
58	20.897,6 A	21.084,8 A	300 Auto
60	-	-	300 Fixo
61	-	-	300 Fixo
62	-	-	300 Fixo
63	28.761,2 A	29.205,7 A	600 Auto
68	-	-	300 Fixo
Somatório das Correntes <i>Inrush</i> = 772.226,7708 A			

Tabela 5.31 – Distâncias entre barras sem o critério da minimização das correntes *Inrush*.

Barra	Dist. entre Barras (km)
5 - 6	1,0
6 - 8	2,0
8 - 23	15,0
23 - 49	20,0
49 - 50	1,0
50 - 57	12,0
57 - 58	1,0
58 - 60	2,0
60 - 61	1,0
61 - 62	1,0
62 - 63	1,0
68 - 63	14,0

Através da análise das tabelas vê-se que quando o critério de minimização das correntes *Inrush* não fazia parte da função objetivo, o algoritmo localizou os capacitores mais próximos uns dos outros e o valor calculado para o somatório das correntes *Inrush* foi maior, resultando também em um custo relativo às correntes *Inrush* maior, pois este não estava sendo levado em conta no cálculo da função objetivo.

Quando o critério de minimização das correntes *Inrush* fazia parte da função objetivo, o algoritmo localizou os capacitores mais afastados uns dos outros e o valor

calculado para o somatório das correntes *Inrush* foi menor, resultando em um custo relativo às correntes *Inrush* menor.

5.5 Análise de Sensibilidade

Os resultados da análise de sensibilidade serão apresentados através do sistema de 70 barras. Nesse estudo procurou-se analisar quais as barras mais susceptíveis a alocação de capacitores.

Simulando-se apenas o Procedimento 2 – Sensibilidade de Perdas x Q (seção 4.6 do Capítulo 4) o algoritmo retornou como barras mais propícias a alocação de capacitores, as barras do tronco e do final do alimentador. Lembrando que, nesta análise, as barras mais sujeitas à alocação reativa são as barras que apresentaram $\partial \text{Perdas} / \partial Q$ maior.

A Tabela 5.32 limitou-se a apresentar os dez melhores valores de sensibilidade para as barras do sistema de acordo com os procedimentos descritos anteriormente. No entanto, como os valores, para esse sistema, são muito pequenos uma análise mais detalhada ficou comprometida.

Tabela 5.32 – Resultados utilizando sensibilidade Perdas x Q.

Barras do Tronco		Barras Fora do Tronco	
Barras	Sensibilidade	Barras	Sensibilidade
11	$1,4523 \cdot 10^{-6}$	61	$6,1452 \cdot 10^{-6}$
16	$5,4730 \cdot 10^{-7}$	59	$9,7860 \cdot 10^{-7}$
12	$3,3096 \cdot 10^{-7}$	69	$5,1389 \cdot 10^{-7}$
8	$3,0291 \cdot 10^{-7}$	65	$4,5243 \cdot 10^{-7}$
21	$2,9698 \cdot 10^{-7}$	64	$3,5645 \cdot 10^{-7}$

Simulando-se apenas o Procedimento 3 – Sensibilidade de Q x V (seção 4.5 do Capítulo 4) e, a partir das figuras que apresentam o perfil de tensão nas barras ao longo do alimentador é possível comprovar que as barras mais sujeitas às variações de Q x V são as barras que não estão no tronco do alimentador, ou seja, as barras situadas nos ramos secundários da rede. Lembrando que, para esta análise as melhores barras são as barras que apresentarem um $\partial Q / \partial V$ menor.

A Tabela 5.33 limitou-se a apresentar os doze melhores valores de sensibilidade para as barras do tronco e fora do tronco para o sistema 70 barras estudado.

Tabela 5.33 – Resultados utilizando sensibilidade Q x V.

Barras do Tronco		Barras Fora do Tronco	
Barras	Sensibilidade	Barras	Sensibilidade
15	86,8823	36	32,1525
14	88,2754	66	56,6646
13	171,2400	35	59,8937
25	191,8376	34	84,9132
26	207,6336	58	85,8963
11	302,4679	60	249,9981

Através da Tabela 5.33 acima, percebe-se que das cinco barras mais sensíveis às variações de Q x V todas são barras que não estão no tronco do alimentador (barras 34, 35, 36, 58 e 66). Este fato deve-se provavelmente ao fato de que as barras mais distantes da saída da subestação e localizadas nas pontas dos alimentadores secundários são as barras que mais variam a tensão em função da retirada ou inserção de um capacitor para este sistema.

Os procedimentos de sensibilidade são utilizados para dar uma estimativa ao algoritmo das melhores barras sujeitas a alocação, porém, este é um assunto onde é necessário um maior estudo e um maior número de simulações para comprovar a eficácia da metodologia apresentada.

O algoritmo ainda tem a opção de alocar os capacitores somente nas barras do tronco, em todas as barras do alimentador ou restringir algumas barras do alimentador para a alocação (retirar algumas barras do campo de busca do algoritmo) e ainda a opção de inicializar o algoritmo a partir das análises de sensibilidade ou não.

5.6 Simulação Utilizando Novos Preços para os BCs

A fim de comprovar a eficácia da metodologia na inserção dos BCs automáticos, foram feitas novas simulações utilizando outros valores de custo para os BCs. Os novos valores dos custos dos BCs estão apresentados na Tabela 5.34. Através desta, percebe-se que os custos dos capacitores automáticos são bem maiores do que os fixos. As próximas simulações seguiram os mesmos parâmetros anteriormente utilizados nas simulações, como mostra a Tabela 5.35 a seguir.

Tabela 5.34 Novos Preços para BCs

BC	Preço do BC
300 Fixo	R\$ 6.000
600 Fixo	R\$ 7.500
1200 Fixo	R\$ 9.500
300 Automático	R\$ 37.000
600 Automático	R\$ 40.000
1200 Automático	R\$ 44.000

Tabela 5.35 Parâmetros para simulação com novos preços de BCs

Tamanho da População	20 Indivíduos
População Inicial	Zero
Seleção	Roleta
Cruzamento	Disperso
Mutação	Uniforme TM = 0,01
Elitismo	Dois
Critério de Parada	Máximo - 1.000 gerações

O algoritmo alocou unidades fixas e automáticas, como mostrado na Tabela 5.36 a seguir, onde "F" significa capacitor fixo e "A" capacitor automático.

Tabela 5.36 Alocação dos BCs

Barra	4	8	20	50	55	58	60	61	62	63	68
BC	1200 F	300 F	300 A	300 F	300 F	300 A	300 A	300 A	300 F	600 F	300 F

Os resultados desta simulação estão resumidamente apresentados na Tabela 5.37 a seguir:

Tabela 5.37 - Resultados da simulação utilizando novos preços para BCs

Custos	R\$
Custo das Perdas s/ Bancos	477.109.328,95
Custo das Perdas c/ Bancos	319.630.142,33
Custo da Violação dos limites de Tensão s/ Bancos	19.060.363,35
Custo da Violação dos limites de Tensão c/ Bancos	215.157,71
Custo do desvio de Tensão s/ Bancos	151.921.691,07
Custo do desvio de Tensão c/ Bancos	63.469.097,48
Custo dos Bancos Fixos	47.000,00
Custo dos Bancos Automáticos	148.000,00
Somatório das Correntes <i>Inrush</i> em [A]	226.598,69 A
Custo das Correntes <i>Inrush</i>	2.265.986,92
Fitness s/ Bancos	648.091.382,78
Fitness c/ Bancos	385.560.226,74

Comparando as simulações apresentadas em 5.3.1 com esta simulação percebe-se que os resultados foram semelhantes. Naquela situação, houve a alocação de três bancos automáticos, gastando-se 119.135,99, nesta simulação com os novos preços de BCs o algoritmo alocou quatro unidades e gastando-se 148.000,00.

A grande economia foi com os BCs fixos pois nesta simulação o preço dos mesmos são muito inferiores aos da simulação apresentada em 5.3.1. No entanto, como os custos das perdas, dos desvios e dos limites de tensão são muito maiores que o custo dos BCs, o algoritmo pôde mesmo assim alocar algumas unidades automáticas. Outro fator importante foi a percepção da necessidade de alocação de unidades automáticas na região próxima às barras numeradas de 58 a 66 para a correção dos níveis de tensão.

5.7 Resultados da Análise Econômica

Nesta seção será apresentada a análise econômica desenvolvida utilizando dois procedimentos, a análise do Valor Presente Líquido (VPL) e a análise baseada na Taxa Interna de Retorno (TIR), como apresentado na seção 4.7 no Capítulo IV.

A partir do desenvolvimento de uma rotina que calcula os indicadores do projeto estudado foi feita a análise partindo de um panorama onde existiam limites de tensão violados e desvios de tensão superiores a 4 %. Esta análise contempla a instalação dos capacitores de acordo com o resultado apresentado neste capítulo para o sistema de 70

barras (3 capacitores fixos de 300 kvar, 1 capacitor fixo de 1200 kvar e 1 capacitor automático de 300 kvar). Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela abaixo para uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 20%.

Tabela 5.38 – Resultados da Análise Econômica

Indicador	Valor
VPL	R\$ 13.923.911,91
TMA	20 %
TR	3,1926 anos
TIR	40,9 %

Conforme o Capítulo IV, como o VPL calculado assumiu um valor positivo e a TIR é maior do que a TMA, o projeto é economicamente vantajoso para o investidor, com um tempo de retorno em torno de 13 meses.

5.8 Comentários Finais

Os estudos realizados com os dois sistemas apresentaram resultados satisfatórios pois nos dois casos as perdas foram reduzidas depois da alocação dos bancos de capacitores. Em relação aos outros fatores envolvidos, como queda de tensão e violação dos limites de tensão, para o sistema com 11 barras o resultado foi amplamente satisfatório, pois o algoritmo conseguiu reduzir tanto a queda de tensão para menos de 4% em todas as barras, como o custo da violação dos limites de tensão para zero.

A análise de desempenho realizada para o caso de 11 barras mostrou que as alocações fornecidas pela metodologia desenvolvida são coerentes e correspondem às funções objetivo formuladas.

Para o sistema com 70 barras, também foi possível perceber as mesmas reduções obtidas para o caso do sistema com 11 barras. O algoritmo conseguiu aumentar o nível de tensão em todas as barras do sistema, reduzir as perdas elétricas totais na rede para o período estudado e, levar os custos de violação e de desvio de tensão à zero.

Quando não havia penalização para a corrente *Inrush* o algoritmo aproximou mais os bancos automáticos além de inserir um a mais, o que aumentaria a corrente *Inrush*, caso esta estivesse sendo considerada naquela simulação.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES

6.1 Conclusões

A utilização da técnica de Inteligência Artificial baseada em Algoritmos Genéticos para a resolução do problema de alocação ótima de banco de capacitores em Redes de Distribuição se mostrou eficaz como já consagrado em outros trabalhos. Essa eficácia é devida à natureza combinatorial do problema que é composto por variáveis inteiras e restrições não-lineares.

Devido ao fato dos Algoritmos Genéticos operarem sobre uma população de candidatos em paralelo, todo o campo de busca é atingido, ao contrário das técnicas de otimização tradicionais onde um indivíduo é iterativamente manipulado até que uma condição satisfatória seja atingida.

Os métodos de seleção e os operadores genéticos garantem a criação de descendentes mais aptos e a variabilidade genética dos indivíduos criados, além de evitar o problema de mínimos locais e que os melhores indivíduos sejam perdidos.

A metodologia proposta objetivou a obtenção de um ponto ótimo que satisfizesse múltiplos critérios simultaneamente tais como: minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores, penalização dos limites de tensão, penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador e minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos bancos de capacitores.

Vale lembrar que o problema abordado neste trabalho é um problema de otimização multiobjetivo, portanto, não existe somente uma solução ótima para o problema e sim um conjunto de possíveis soluções eficientes (Pareto-ótimo).

Evidentemente que os fatores de ponderação considerados para cada um dos critérios de otimização influenciam os resultados finais, cabendo ao operador a escolha dos mesmos de modo a enfatizar os critérios de seu interesse. Essa escolha afeta o posicionamento, número, tamanho e tipo do capacitor alocado.

Os resultados, tanto para o sistema de 11 quanto de 70 barras se mostraram satisfatórios, pois as perdas, a violação dos limites de tensão, o custo dos limites de tensão foram reduzidas depois da alocação dos bancos de capacitores, buscando-se ainda a diminuição das correntes *Inrush*. Nesse caso, procurou-se localizar os bancos de capacitores em barras mais espaçadas umas das outras, alocando bancos com valores nominais maiores com o intuito de minimizar os efeitos da corrente *Inrush*.

Além das opções, na qual o usuário tem a opção de diminuir o campo de busca do algoritmo, seja retirando algumas barras ou restringindo a alocação somente às barras do tronco, visando à redução do tempo de processamento, é possível ainda o usuário iniciar o algoritmo usando os métodos de sensibilidade, que informa ao algoritmo as barras mais susceptíveis às variações de tensão e a redução das perdas elétricas, porém é necessário um maior estudo do assunto para realmente comprovar a sua eficácia.

De uma maneira geral, os Algoritmos Genéticos se mostraram eficazes na solução de problemas de otimização, em relação às simulações realizadas, estas apresentaram resultados satisfatórios, pois todos os custos envolvidos na função objetivo foram reduzidos após alocação dos bancos de capacitores.

6.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

Sugerem-se como trabalhos futuros:

- análise mais aprofundada a respeito da influência de cada critério de otimização na solução final;
- utilização de curva de carga horária a fim de se otimizar o controle dos bancos automáticos;
- alocação de reguladores de tensão conjuntamente à bancos de capacitores;
- análise do acréscimo de faturamento da concessionária pela melhora no perfil de tensão;
- utilização de Fluxo de Potência Ótimo, ao invés de Fluxo de Carga a fim de se ajustar os *taps* dos reguladores e avaliar o *fitness*;
- otimização das distâncias entre os bancos de capacitores ao invés da minimização das correntes *inrush*;
- implementação de outras técnicas de inteligência artificial para comparação de desempenho;

- novos estudos e testes de sensibilidade a fim de reduzir o tempo de processamento do algoritmo e comprovar a eficiência dos métodos aqui apresentados;
- validação dos parâmetros intrínsecos dos Algoritmos Genéticos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, R.S.F. & FRANCO, P.E.C; 2005. Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Radial Utilizando um Modelo de Otimização Determinístico Linear. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. São Luís, MA.

ALCÂNTARA, M.V.P. & SILVA, L.C.P.;2005. Efeitos de Cargas Dependentes da Tensão na Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. São Luís, MA.

ALMEIDA, Katia C. A General Parametric Optimal Power Flow. Montreal, Canada. Thesis (Doctor of Philosophy). McGill University, Department of Electrical Engineering, October, 1994.

ALVES, Helton; SOUZA, Benemar; FERREIRA, Hélvio; 2002. Algoritmos Microgenéticos e Lógica Fuzy Aplicados ao Controle de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição. *XIV- Congresso Brasileiro de Automática*, Natal – RN, 2 a 5 de Setembro de 2002, p. 855-860.

ALVES, L. Marcelo. Módulo de Alocação de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição. PUC-RS, Porto Alegre – RS, Setembro de 2005.

BALA, J.L., JR. KUNTZ, P.A. PEBLES, M.J; January, 1997. Optimal Capacitor Allocation using a Distribution-Analyzer-Recorder. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 1, pp. 464-469.

BAZARAS, M. & SHETTY, C. M.; 1979. “Nonlinear Programming, Theory and Algorithms”. John Wiley & Sons, New York.

- BEASLEY, D.; BULL, D.R. and MARTIN, R.R.; 1992. An Overview of Genetic Algorithms: Part 1, Fundamentals. Technical Report 15(2), University of Cardiff. .
- BEASLEY, D.; BULL, D.R. and MARTIN, R.R.; 1993. An Overview of Genetic Algorithms: Part 2, Research Topics. *Technical Report 15(4)*, University of Cardiff.
- BROADWATER, R.P.; CHANDRASEKARAM, A.; HUDDLESTON, C.T. AND KHAN, A.H.; 1988. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. *Electric Power System Research*, vol. 14.
- CANTÚ-PAZ, E.; July 1995. A Summary of Research on Parallel Genetic Algorithms. *IlliGal Report No. 95007*.
- CASTRO, RODRIGO EVANGELISTA DE; 2001. Otimização de Estruturas com Multi-objetivos Via Algoritmos Genéticos. Rio de Janeiro, Brasil.
- CHEN, T.H.; CHEN, M.S.; et al.; July 1991. Distribution System Power Flow Analysis – A Rigid Approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 3, pp. 1146-1152.
- COELHO, M.A.; BIAGIO, M.A.; SAMPAIO, K.; CUERVO, P. & FRAZÃO, F.R.; 2005. Implementação de Metodologias de Alocação de Bancos de Capacitores em Alimentadores de 13.8kV. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. São Luís, MA.
- COPEL; Março 1992. Recomendações Básicas para a Aplicação de Bancos de Capacitores em Alimentadores. Curitiba, Brasil.
- COPEL; Outubro 1996. MIT – Banco de Capacitores – Ajuste do Controle Automático de Banco de Capacitores nº161301. Curitiba, Brasil.
- COPEL, Custo dos Desvios de Tensão – Adaptação da Fórmula para a Utilização com Patamares de Carga.

COPPE/UFRJ - Programa de Engenharia Elétrica – Apostila de “Fluxo de Potência em Redes de Distribuição Radiais”.

DELFANTI, Maurizio; GRANELLI, Gianpietro; MARANNIN, Paolo; MONTAGNA, Marco; 2000. Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 3 (Aug), p. 1041-1046.

DE OLIVEIRA GALVÃO, C. e VALENÇA, M.J.S.; 1999. “Sistemas Inteligentes - Aplicações a Recursos Hídricos e Ciências Ambientais”, volume 1. ABRH - Editora da Universidade - UFRGS, Porto Alegre - RS.

DOS SANTOS COELHO, L. Fundamentos, Potencialidades e Aplicações de Algoritmos Evolutivos. Notas em matemática aplicada, SBMAC - Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, São Carlos, 2003.

EDF - ELETRICITÉ DE FRANCE, 1979. Le Calcul Economique et le Systeme Electriq Elementaires. 133 pages. Paris, Eyroles.

GALLEGO, R.A.; MONTICELLI, A.J. & ROMERO, R.; November, 2001. Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4.

GHOSE, T.; GOSWAMI, S.K. & BASU, S.K.; 1998. Energy Loss Reduction in Distribution System by Capacitor Placement Through Combined GA-SA Technique. *Proceedings of the IEEE Region 10 International Conf. on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control*, Vol. 2, pp. 502-505.

GOLDBERG, D.E.; 1997. “Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning”. John Wiley & Sons, United States of America.

LEITE, Patrícia Teixeira; 2003. Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. PhD Thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

LIN, J G.; 1976. Multi-Objective Problems: Pareto-Optimal Solutions by Method of Proper Equality Constraints. *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 21, October.

HAUPT, R.L. and HAUPT, S.E.; 1998. “Practical Genetic Algorithms”, volume 1. Wiley-Interscience - John Wiley & Sons.

HOLLAND, J.H.; 1992. “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, volume 1. Bradford Books; Reprint Edition.

IEEE Std 342-1973 / ANSI C. 37.0731-1973, May 23, 1973. . “Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis”. *American National Standard*.

MENDES, Alexandre; PISSARA, Cristiane; FRANÇA, Paulo; LYRA, Christiano; CAVELUCCI, Celso; 2001. Instalação de Capacitores para redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.

MIRANDA, V.; OO, N.W. & FIDALGO, J.N.; 2001. Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithms. *Proceedings of the International Symposium of Intelligent Systems Applications in Power Sytems*, Budapest - Hungary.

MONTEIRO, Paulo. *Métodos para a análise de fluxo de caixa* – FGV – Faculdade Getúlio Vargas – retirado de <http://etg.ufmg.br/~paulo/> arquivo em formato *.pdf tamanho 92,2 kB.

PEREIRA JUNIOR, B. R., COSSI, A. M., MANTOVANI, J.; 2006. Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo

Evolutivo Multi-Objetivo. *Anais do XVI CBA Congresso Brasileiro de Automática*. Salvador, BA.

RABELO, P.G. and OCHI, L.S.; 1996. Um Novo Algoritmo Genético Híbrido para o Problema do Caixeiro Viajante com Grupamento. *Anais do Simpósio Brasileiro de Redes Neurais*, 1:83–90.

REZENDE, S.O.; 2003. “Sistemas Inteligentes - Fundamentos e Aplicações”, volume 1. Manole, Bariri - SP. .

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H.W.; SEMLYEN, A. AND LUO, G.X.; May, 1988. A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753- 762.

SOUSA, Thales; 2003. Estudo de Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

SPEARS, W.M.; JONG, K.A.D.; BÄCK, T.; FOGEL, D.B. and DE GARIS, H.; 1993. (editors) An Overview of Evolutionary Computation, volume 667.

SRINIVAS, M.S.; January 2000. Distribution Load Flows: A Brief Review, *Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting*, Singapore.

SUNDHARARAJAN, S. & PAHWA, A.; 1994. Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August. pp. 1499-1507.

WHITLEY, D.; 1993. A Genetic Algorithm Tutorial. Technical Report CS-93-103, Colorado State University, Fort Collins, CO 80523.

WINSTON, P.H.; 1992. “Artificial Intelligence”, volume 1. Addison-Wesley Pub Co.

Apêndice A

Cálculo de Fluxo de Potência via Método da Soma das Potências

O método da soma de potências é um método iterativo composto basicamente pelas seguintes etapas (SRINIVAS, 2000):

- Cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte;
- Cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da barra fonte para as barras terminais (a tensão da barra fonte é conhecida);
- Verificação da convergência: módulo da diferença entre tensões em iterações sucessivas deve ser menor que tolerância especificada;
- Se não houver convergência, cálculo das perdas nos ramos, no sentido das barras terminais para a barra fonte. Retorne à etapa 1.

O cálculo das potências equivalentes em cada barra k é dado por:

$$P_k^{eq} = P_k + \sum P_j + \sum PL_{kj} \quad (A.1)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum Q_j + \sum QL_{kj} + Q_k^{sh} \quad (A.2)$$

onde

P_k^{eq} : potência ativa equivalente na barra k ;

P_k : carga ativa na barra k ;

$\sum P_j$: somatório das potências equivalentes das barras j diretamente conectadas após a barra k ;

$\sum PL_{kj}$: somatório das perdas ativas nos ramos conectados entre a barra k e as barras j ;

Q_k^{sh} : potência reativa shunt injetada na barra k .

Na primeira iteração, as perdas são consideradas nulas, e o cálculo das tensões nodais em cada barra k é realizado, considerando a figura a seguir:

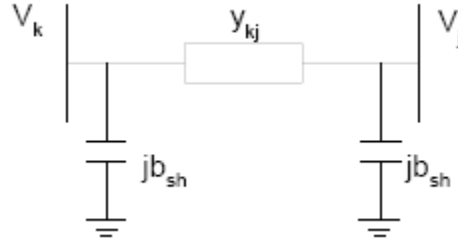


Figura A.1 – Modelo de linha conectada a duas barras.

$$S_j^{eq} = P_j^{eq} + jQ_j^{eq} = -V_j I_{jk}^* \quad (A.3)$$

$$I_{kj} = y_{kj}(V_k - V_j) + jb_{sh}V_k \quad (A.4)$$

$$I_{jk} = y_{kj}(V_j - V_k) + jb_{sh}V_j \quad (A.5)$$

Separando-se as partes real e imaginária, isolando-se os termos em *seno* e *coseno* e aplicando-se a relação trigonométrica $\sin^2 + \cos^2 = 1$, chega-se à seguinte equação biquadrada:

$$A|V_j|^4 + B|V_j|^2 + C = 0 \quad (A.6)$$

onde

$$A = g_{kj}^2 + (b_{kj} + b_{sh})^2 \quad (A.7)$$

$$B = 2[P_j^{eq}g_{kj} - Q_j^{eq}(b_{kj} + b_{sh})] - y_{kj}^2|V_k|^2 \quad (A.8)$$

$$C = (P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2 \quad (A.9)$$

O módulo da tensão na barra j é obtido pela solução da equação biquadrada. A fase da tensão na barra j é obtida por:

$$\theta_j = \theta_k + \phi_{kj} + \arctan\left(\frac{Q_j^{eq} - (b_{kj} + b_{sh})|V_j|^2}{P_j^{eq} + g_{kj}|V_j|^2}\right) \quad (A.10)$$

sendo

$$y_{kj} = g_{kj} + jb_{kj} = |y_{kj}| \angle \phi_{kj} \quad (A.11)$$

$$V_j = |V_j| \angle \theta_j \quad (\text{A.12})$$

$$V_k = |V_k| \angle \theta_k \quad (\text{A.13})$$

Os fluxos nas linhas são calculados como mostrado a seguir:

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (\text{A.14})$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \quad (\text{A.15})$$

Apêndice B

Cálculo de Perdas a Partir dos Fluxos pelas Linhas de Transmissão

B.1 Cálculo de Perdas

O modelo utilizado para representar uma linha de transmissão entre a barra i e a barra m é o equivalente π , representado na Figura B.1, é definido por três parâmetros: resistência série rl_{im} , a reatância série xl_{im} e a susceptância shunt b_{im}^s . Então, a impedância do elemento série é:

$$z_{im} = rl_{im} + j \cdot xl_{im} \quad (\text{B.1})$$

A admitância série é:

$$y_{im} = g_{im} + j \cdot b_{im} = z_{im}^{-1} = \frac{rl_{im}}{rl_{im}^2 + xl_{im}^2} - j \cdot \frac{xl_{im}}{rl_{im}^2 + xl_{im}^2} \quad (\text{B.2})$$

onde

y_{im} : admitância série da linha;

g_{im} : condutância série da linha;

b_{im}^s : susceptância série da linha.

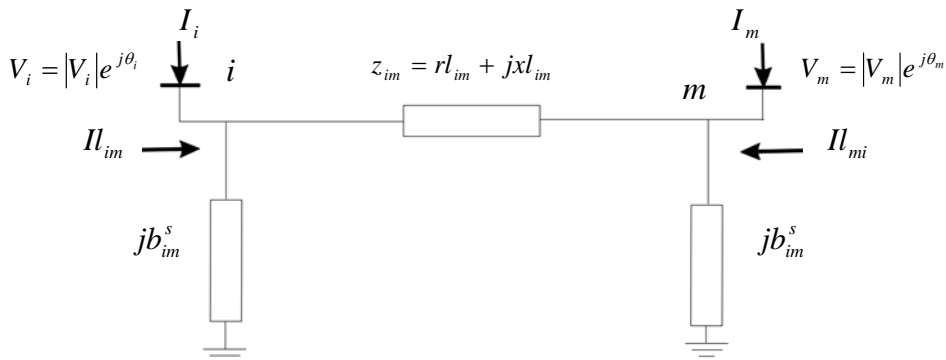


Figura B.1 Modelo equivalente π de uma linha de transmissão

A corrente I_{im} (Figura B.1) que percorre a linha entre as barras i e m na direção i - m é formada por uma componente série e uma componente *shunt*, e pode ser calculada a partir das tensões terminais V_i , V_m e dos parâmetros do modelo equivalente π .

$$I_{im} = y_{im} \cdot (V_i - V_m) + j \cdot b_{im}^s \cdot V_i \quad (\text{B.3})$$

onde

I_{im} : corrente total que percorre elemento entre as barras i e m , na direção i - m .

Analogamente, a corrente I_{mi} é dada por:

$$I_{mi} = y_{im} \cdot (V_m - V_i) + j \cdot b_{im}^s \cdot V_m \quad (\text{B.4})$$

onde

I_{mi} : corrente total que percorre elemento entre as barras i e m , na direção m - i .

Os fluxos de potência complexa Sl_{im} e Sl_{mi} correspondentes são:

$$Sl_{im} = Pl_{im} + j \cdot Ql_{im} = V_i \cdot I_{im}^* = V_i [y_{im} \cdot (V_i - V_m) + j \cdot b_{im}^s \cdot V_i]^* \quad (\text{B.5})$$

$$Sl_{mi} = Pl_{mi} + j \cdot Ql_{mi} = V_m \cdot I_{mi}^* = V_m [y_{im} \cdot (V_m - V_i) + j \cdot b_{im}^s \cdot V_m]^* \quad (\text{B.6})$$

onde

Sl_{im}, Sl_{mi} : fluxo de potência aparente que percorre a linha, na direção i - m e m - i ;

Pl_{im}, Pl_{mi} : fluxo de potência ativa que percorre a linha, na direção i - m e m - i ;

Ql_{im}, Ql_{mi} : fluxo de potência reativa que percorre a linha, na direção i - m e m - i .

As perdas ativas e reativas nos elementos entre as barras i e m são dados por:

$$Sperda_{im} = Pperda_{im} + jQperda_{im} = Sl_{im} + Sl_{mi} \quad (\text{B.7})$$

O vetor composto de perdas ativas e reativas em cada linha e transformador da rede é, portanto,

$$\mathbf{Sperda} = \mathbf{Sl}_{im} + \mathbf{Sl}_{mi} \quad (\text{B.8})$$

A perda total do sistema, $Sperda$, é obtida somando-se as perdas de cada um dos nl elementos de **Sperda** :

$$Sperda^{tot} = \sum_{i=1}^{nl} Sperda_i \quad (\text{B.9})$$

E, a perda ativa total do sistema, $Perdas$, é obtida da parte real da equação (B.9).

$$Perdas = real(Sperda^{tot}) \quad (\text{B.10})$$

Anexo A

Dados dos Sistemas de 70 Barras

Tabela A.1 – Dados das Cargas do Sistema 70 Barras.

Barra	P (kW)	Q (kvar)	Barra	P (kW)	Q (kvar)
1	0,00	0,00	48	79,00	56,40
2	0,00	0,00	49	384,70	274,50
3	0,00	0,00	50	384,70	274,50
4	0,00	0,00	51	40,50	28,30
5	0,00	0,00	52	3,60	2,70
6	2,60	2,20	53	4,35	3,50
7	40,40	30,00	54	26,40	19,00
8	75,00	54,00	55	24,00	17,20
9	30,00	22,00	56	0,00	0,00
10	28,00	19,00	57	0,00	0,00
11	145,00	104,00	58	0,00	0,00
12	145,00	104,00	59	100,00	72,00
13	8,00	5,50	60	0,00	0,00
14	8,00	5,50	61	1244,00	888,00
15	0,00	0,00	62	32,00	23,00
16	45,50	30,00	63	0,00	0,00
17	60,00	35,00	64	227,00	162,00
18	60,00	35,00	65	59,00	42,00
19	0,00	0,00	66	18,00	13,00
20	1,00	0,60	67	18,00	13,00
21	114,00	81,00	68	28,00	20,00
22	5,30	3,50	69	28,00	20,00
23	0,00	0,00	Total	3802,19	2694,60

24	28,00	20,00
25	0,00	0,00
26	14,00	10,00
27	14,00	10,00
28	26,00	18,60
29	26,00	18,60
30	0,00	0,00
31	0,00	0,00
32	0,00	0,00
33	14,00	10,00
34	19,50	14,00
35	6,00	4,00
36	26,00	18,55
37	26,00	18,55
38	0,00	0,00
39	24,00	17,00
40	24,00	17,00
41	1,20	1,00
42	0,00	0,00
43	6,00	4,30
44	0,00	0,00
45	39,22	26,30
46	39,22	26,30
47	0,00	0,00

Tensão Base = 12,66 kV
Potência Base = 10 MVA

Tabela A.2 – Dados das Linhas do Sistema 70 Barras.

De	Para	R (Ω)	X (Ω)	De	Para	R (Ω)	X (Ω)
1	2	0,0005	0,0012	48	49	0,0851	0,2083
2	3	0,0005	0,0012	49	50	0,2898	0,7091
3	4	0,0000	0,0000	50	51	0,0822	0,2011
4	5	0,0015	0,0036	9	52	0,0928	0,0473
5	6	0,0251	0,0294	52	53	0,3319	0,1114
6	7	0,3660	0,1864	10	54	0,1740	0,0886
7	8	0,3811	0,1941	54	55	0,2030	0,1034
8	9	0,0922	0,0470	55	56	0,2842	0,1447
9	10	0,0493	0,0251	56	57	0,2813	0,1433
10	11	0,8190	0,2707	57	58	1,5900	0,5337
11	12	0,1872	0,0619	58	59	0,7837	0,2630
12	13	0,7114	0,2351	59	60	0,3042	0,1006
13	14	1,0300	0,3400	60	61	0,3861	0,1172
14	15	1,0440	0,3450	61	62	0,5075	0,2585
15	16	1,0580	0,3496	62	63	0,0974	0,0496
16	17	0,1966	0,0650	63	64	0,1450	0,0738
17	18	0,3744	0,1238	64	65	0,7105	0,3619
18	19	0,0047	0,0016	65	66	1,0410	0,5302
19	20	0,3276	0,1083	12	67	0,2012	0,0611
20	21	0,2106	0,0696	67	68	0,0047	0,0014
21	22	0,3416	0,1129	13	69	0,7394	0,2444
22	23	0,0140	0,0046	69	70	0,0047	0,0016
		23	24	0,1591	0,0526		
		24	25	0,3463	0,1145		
		25	26	0,7488	0,2475		
		26	27	0,3089	0,1021		
		27	28	0,1732	0,0572		
		3	29	0,0044	0,0108		
		29	30	0,0640	0,1565		
		30	31	0,3978	0,1315		
		31	32	0,0702	0,0232		
		32	33	0,3510	0,1160		
		33	34	0,8390	0,2816		
		34	35	1,7080	0,5646		
		35	36	1,4740	0,4873		
		4	37	0,0044	0,0108		
		37	38	0,0640	0,1565		
		38	39	0,1053	0,1230		
		39	40	0,0304	0,0355		
		40	41	0,0018	0,0021		
		41	42	0,7283	0,8509		
		42	43	0,3100	0,3623		
		43	44	0,0410	0,0478		
		44	45	0,0092	0,0116		
		45	46	0,1089	0,1373		
		46	47	0,0009	0,0012		
		5	48	0,0034	0,0084		